

ALMA MATER STUDIORUM - UNIVERSITÀ DI BOLOGNA

SCUOLA DI INGEGNERIA E ARCHITETTURA

CORSO DI LAUREA IN INGEGNERIA DELL' AUTOMAZIONE

D.E.I.

TESI DI LAUREA

in

Azionamenti Elettrici

**Confronto di algoritmi per l'inseguimento della massima potenza per
convertitori fotovoltaici**

CANDIDATO
Ghetti Fabio

RELATORE
Chiar.mo Zarri Luca

CORRELATORI
Dott. Ing. Michele Mengoni
Dott. Ing. Gabriele Rizzoli

Anno Accademico 2013/14

Sessione II

Sommario

Indice delle figure	3
Capitolo 1: Introduzione al solare	6
1.1) L'energia solare.....	7
1.2) Struttura di una cella fotovoltaica	8
1.3) Componenti di un sistema fotovoltaico	10
1.4) Materiali semiconduttori per celle fotovoltaiche	12
1.5) Caratteristica I-V di un sistema fotovoltaico	15
Effetto dell'irradiazione e della temperatura sulle caratteristiche PV	17
1.6) Sistemi attivi e passivi.....	17
Capitolo 2: Modellazione di un sistema fotovoltaico.....	19
2.1) Stima dei parametri per il modello della cella solare	22
Corrente generata (foto-corrente)	22
Corrente inversa di saturazione.....	23
Resistenza in serie.....	23
Resistenza in parallelo	23
Fattore di idealità (coefficiente di emissione).....	24
Fattore di riempimento e rendimento.....	25
2.2) Collegamento del sistema PV con la rete.....	26
Inverter fotovoltaici per l'immissione in rete	26
Interfacciamento tramite elettronica di potenza.....	28
Sistema ad inverter centralizzato	29
Sistema con inverter in serie	30
Sistema con inverter in sequenza.....	30
Inverter a singolo stadio.....	31
Inverter a doppio stadio	32
2.3) Convertitore DC/DC	33
Dimensionamento componenti	36

2.4) Schema complessivo	37
Capitolo 3: Introduzione ai metodi MPPT	38
3.1) Descrizione delle principali tecniche MPPT	39
Tecniche Perturbation and Observation (P&O) e Hill-Climbing	39
Tecnica della conduttanza incrementale	43
3.2) Confronto fra tecniche MPPT	46
Implementazione e tipo di circuito	46
Sensori	46
Strategia di controllo	46
Numero di variabili di controllo	47
Costi	47
Produzione di MPPT, applicazioni e calcolo dell'efficienza	48
Capitolo 4: Implementazione circuito su software Simulink	49
4.1) Modello del pannello fotovoltaico e scelta inverter	49
4.2) Modello convertitore DC/DC e dimensionamento dell'impianto	54
4.3) Modello del sistema fotovoltaico	56
4.4) Controllo MPPT	58
Realizzazione Hill Climbing	59
Realizzazione Incremental Conductance	61
Hill Climbing Modificato	63
4.5) Variazioni ambientali	64
4.6) Verifica dell'energia generata	65
4.7) Altri accorgimenti sullo schema	66
Parametri della simulazione	67
Capitolo 5: Simulazioni, conclusioni e possibili miglioramenti futuri	69
5.1) Variazioni a gradino delle condizioni ambientali	70
5.2) Variazioni sinusoidali delle condizioni ambientali	72
5.3) Conclusioni	76
5.4) Miglioramenti futuri	79
Bibliografia	82

Indice delle figure

Figura 1.1 - Giunzione p-n di una cella fotovoltaica	9
Figura 1.2 - Sistema fotovoltaico	10
Figura 1.3 - (a) cella PV; (b) modulo; (c) stringa	11
Figura 1.4 - Curva I-V di un modulo fotovoltaico	16
Figura 1.5 - Collegamento in serie (a) e in parallelo (b) di celle identiche.....	16
Figura 1.6 - (a) Influenza dell'irradiazione e (b) influenza della temperatura di cella sulle caratteristiche I-V	17
Figura 2.1 - Modello a singolo (a) e doppio (b) diodo.....	20
Figura 2.2 - Circuito equivalente di un modulo fotovoltaico.....	21
Figura 2.3 - Sistema PV convenzionale che utilizza una topologia di sistema ad inverter centralizzato.....	29
Figura 2.4 - Topologia con inverter in serie.....	30
Figura 2.5 - Topologia con inverter in sequenza.....	31
Figura 2.6 - Inverter a singolo stadio per moduli multipli	32
Figura 2.7 - Configurazione di un inverter a doppio stadio per moduli PV multipli: (a) inverter comune; (b) convertitori individuali ed inverter fotovoltaico comune	33
Figura 2.8 - Convertitore boost	34
Figura 2.9 - Circuiti equivalenti nelle fasi ON/OFF del boost.....	35
Figura 2.10 - Tensione e corrente sull'induttore	35
Figura 2.11 - Schema del sistema PV	37
Figura 3.1 - Caratteristica P-V di un insieme di pannelli.....	40
Figura 3.2 – Divergenza del metodo Hill climbing/P&O dal MPP	41
Figura 3.3 - Flowchart del metodo MPPT P&O	43
Figura 3.4 - Flowchart dell'algoritmo Inc-Cond	44
Figura 3.5 - Traiettoria del punto di lavoro nell'Inc-Cond MPPT	45
Figura 4.1 - Datasheet SunPower® E20/435	50
Figura 4.2 - Particolare della cella Maxeon™	53

Figura 4.3 - Datasheet Syrio EASY 2000.....	54
Figura 4.4 - Modello del sistema PV	57
Figura 4.5 - Modello della legge di modulazione m.....	58
Figura 4.6 - Tensione di rete.....	58
Figura 4.7 - Controllo manuale del Duty Cycle	59
Figura 4.8 - Schema del sottosistema MPPT Hill Climbing	60
Figura 4.9 - Schema del sottosistema di confronto dell'algoritmo	60
Figura 4.10 - Schema del sottosistema che crea la perturbazione	61
Figura 4.11 - Schema dell'anello di controllo della variabile S.....	61
Figura 4.12 - Schema del sottosistema MPPT Incremental Conductance.....	63
Figura 4.13 - Sottosistema di calcolo dell'ampiezza della perturbazione	64
Figura 4.14 - Sottosistema di generazione dei cambiamenti ambientali	65
Figura 4.15 - Calcolo della potenza fornita alla rete	66
Figura 5.1 - 1° Simulazione.....	71
Figura 5.2 - 4° Simulazione.....	71
Figura 5.3 - Energia trasmessa durante la 2° Simulazione	72
Figura 5.4 - 5° Simulazione.....	74
Figura 5.5 - 6° Simulazione.....	74
Figura 5.6 - 10° Simulazione.....	75
Figura 5.7 - Energia trasmessa durante la 7° Simulazione	76
Figura 5.8 - Energia trasmessa durante la 10° Simulazione	76
Figura 5.9 - Avviamento del sistema PV.....	77
Figura 5.10 - Corrente e tensione della rete.....	77
Figura 5.11 - Andamento della corrente in una situazione di oscuramento	79

Capitolo 1: Introduzione al solare

L'energia solare è una delle più importanti risorse d'energia rinnovabili che ha ricevuto un'attenzione sempre maggiore nel corso degli ultimi anni. L'energia solare è quella disponibile in maggior abbondanza rispetto alle altre forme conosciute: basti pensare che la quantità di energia fornita alla Terra in un giorno dal sole è sufficiente a sostenere il fabbisogno energetico del pianeta per un intero anno. L'energia solare è pulita e non produce agenti inquinanti o dannosi per l'ambiente, essendo totalmente libera da emissioni. La conversione di energia solare in energia elettrica ha vari campi di applicazione: abitazioni, veicoli, spazio, aerei e navi sono i principali campi che sfruttano l'energia solare.

La luce solare è stata usata come fonte di energia sin dall'antichità, persino come arma per incendiare le navi da guerra nemiche usando degli enormi specchi. Fino al XVIII secolo l'energia solare fu usata per il riscaldamento e l'illuminazione: durante il 1800, in Europa si iniziarono a costruire serre e giardini d'inverno riscaldati dal sole. Alla fine del 1800, scienziati Francesi inventarono un motore a vapore che sfruttava il calore proveniente da un collettore solare. Questo motore fu usato in una stampatrice a Parigi nel 1882; un altro motore a vapore ad alta efficienza alimentato ad energia solare fu sviluppato da John Ericsson. Queste tipologie di motori furono usati inizialmente nelle navi. La prima caldaia, invece, fu inventata dal Dott. Charles Greely, il quale viene considerato il padre della moderna energia solare. La prima cella solare fu inventata nel 1883 da Charles Fritts: i prototipi erano costruiti in selenio, raggiungendo un'efficienza appena dell'1%. Le celle solari al silicio furono sviluppate solo nel 1954 dai ricercatori Calvin Fuller, Daryl Chapin e Gerald Pearson: la loro realizzazione fu raggiunta seguendo il lavoro di Russel Ohl fatto nel 1940. Questo passo in avanti fu un cambiamento significativo nella generazione di potenza: l'efficienza delle celle solari crebbe dal 6% al 10% dopo lo sviluppo avvenuto durante gli anni '50;

tuttavia, a causa dell'alto costo di questa tecnologia (300\$/watt), le applicazioni commerciali erano limitate a piccoli oggetti.

1.1) L'energia solare

L' energia solare è rinnovabile, pulita e presente in grande quantità. La tecnologia che sfrutta questa energia è chiamata fotovoltaica, da “foton”, che significa luce. Si definisce:

- Irraggiamento: è la potenza istantanea che colpisce una superficie espressa in kW/m^2 , spesso chiamata anche semplicemente radiazione;
- Insolazione: è l'energia, cioè l'integrale dell'irraggiamento, in un certo intervallo di tempo riferito ad una certa superficie. Si utilizza spesso il suo valore medio giornaliero e si misura in kW/m^2 giorno. Per i dati di progettazione si riporta spesso il valore di insolazione anche in kW/m^2 anno.

La Terra riceve dal Sole un irraggiamento medio di 1366 W/m^2 (costante solare). Per il calcolo di questo valore ci si riferisce ad un piano perpendicolare ai raggi solari posto al di fuori dell'atmosfera: occorre però considerare che la costante solare rappresenta il valore medio della potenza specifica, poiché la distanza fra il Sole e la Terra varia periodicamente nel corso dell'anno, e che, a causa dei fenomeni di assorbimento e dispersione che avvengono nell'atmosfera, la radiazione viene ridotta nel contenuto energetico. L'atmosfera a sua volta filtra in una certa misura i raggi solari come fa ogni corpo. Si distinguono così tre componenti che definiscono l'irraggiamento totale al suolo:

- La radiazione diretta (I) è data dalla radiazione ai confini dell'atmosfera detratta la quota assorbita e diffusa dall'atmosfera durante l'attraversamento dei raggi solari;
- La radiazione diffusa (o indiretta, D), considerata in prima approssimazione isotropa, è dovuta alla diffusione della radiazione solare da parte delle particelle gassose o solide presenti nell'atmosfera (dal 15÷25% del totale in

una giornata serena al 100% in caso di cielo totalmente coperto). Rappresenta quella quota di radiazione che ha colpito almeno una particella dei gas atmosferici cambiando angolo di incidenza ma che arriva comunque al suolo perché verso esso indirizzata;

- La componente di albedo (R) è infine dovuta alla radiazione riflessa sulla superficie interessata da parte di altre superfici, del suolo o di altri corpi direttamente visibili (edifici, montagne, ecc.). Essa è spesso determinata sperimentalmente.

La radiazione globale è quindi definita da: $G = I + D + R$. Circa metà della radiazione attraversa invece l'atmosfera senza alterazioni prendendo il nome di radiazione netta. Metà della radiazione netta contribuisce infine all'evaporazione delle masse d'acqua, di conseguenza l'energia disponibile è circa un quarto di quella complessivamente ricevuta dal sole.

1.2) Struttura di una cella fotovoltaica

Una cella fotovoltaica (PV) converte la luce solare in elettricità: questo processo fisico è conosciuto come effetto foto-elettrico. La luce che colpisce la cella può venire riflessa, assorbita o passare attraverso; tuttavia, solo la luce assorbita genera elettricità. L'energia della luce assorbita viene trasferita agli elettroni degli atomi della cella PV. Grazie a questo aumento di energia, gli elettroni si staccano dalla loro normale posizione negli atomi del materiale semiconduttore e diventano parte del flusso elettrico, ossia corrente, nel circuito. Per capire l'apporto fondamentale dei semiconduttori ricordiamo anzitutto in cosa consiste il *band gap* di un materiale: esso costituisce la quantità di energia che un elettrone deve assorbire per passare dalla banda di valenza alla banda di conduzione, creando così una coppia lacuna-elettrone. Nei materiali isolanti il band gap è troppo alto per poter essere eguagliato dall'energia del fotone incidente, mentre per i materiali conduttori l'energia del band gap è molto piccola e ciò porterebbe alla continua creazione e distruzione di coppie lacuna-elettrone già a temperatura ambiente. I semiconduttori sono quei solidi il cui

band gap è abbastanza piccolo da far sì che ad una temperatura inferiore a quella di fusione (per il silicio il punto di fusione si ha a 1687 K) si possa osservare statisticamente una conduzione non trascurabile dovuta al passaggio dei portatori di carica dalla banda di valenza a quella di conduzione per eccitazione termica. Nella pratica costruttiva per le celle PV viene a crearsi un “campo elettrico di built-in”, che fa sì che la forza o tensione richiesta guidi la corrente attraverso un carico esterno come, per esempio, una lampadina. Per indurre questo campo elettrico all’interno di una cella vengono messi in contatto due strati di diverso materiale semiconduttore. Uno strato è di “tipo N”, il quale possiede un surplus di elettroni e ha quindi carica negativa; l’altro strato è di “tipo P”, caratterizzato da un’abbondanza di lacune e avente quindi carica positiva.

Anche se entrambi i materiali sono elettricamente neutri, nonostante presentino elettroni in eccesso il primo e lacune in eccesso il secondo, metterli assieme crea una giunzione P/N, dando luogo ad un campo elettrico. La figura 1.1 mostra la giunzione di una cella PV.

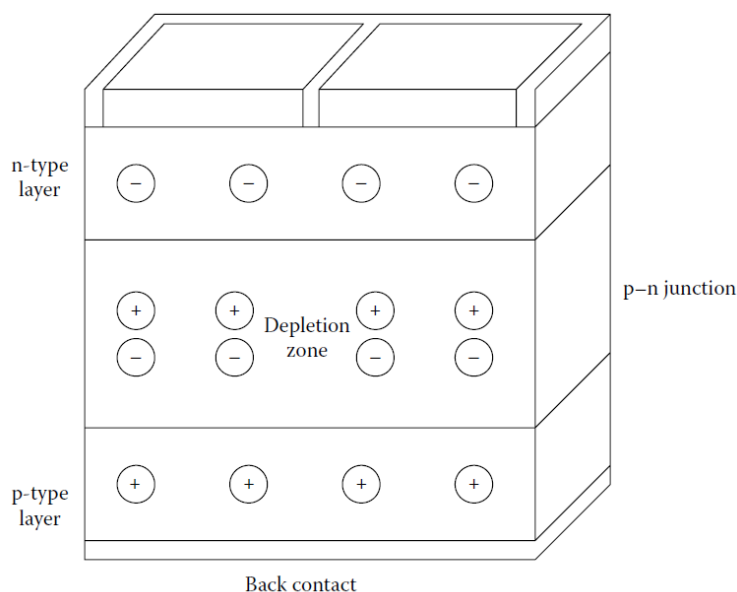


Figura 1.1 - Giunzione p-n di una cella fotovoltaica

Quando il silicio di tipo N entra in contatto con quello di tipo P, gli elettroni in eccesso si spostano dal tipo N al tipo P. Il risultato è la formazione di una carica

positiva nel lato N dell'interfaccia e una carica negativa nel lato P. I due semiconduttori si comportano ora come una batteria, creando un campo elettrico nella superficie in cui si incontrano chiamata appunto *giunzione P-N*. Ciò crea un flusso di elettroni e lacune. Il campo elettrico forza gli elettroni a muoversi dal semiconduttore verso la faccia negativa per portare corrente e allo stesso tempo forza le lacune a muoversi in direzione opposta, verso la faccia positiva, dove aspettano l'arrivo degli elettroni.

1.3) Componenti di un sistema fotovoltaico

Altra componentistica serve per convertire la corrente continua (DC) in corrente alternata (AC). Alcuni sistemi sono in grado anche di immagazzinare una parte dell'elettricità in batterie per usarla poi in futuro. Tutti questi stadi aggiuntivi sono componenti di quello che viene chiamato BOS ("Balance Of System", sistema di bilanciamento). Combinando i moduli PV con i componenti BOS si forma un sistema PV (figura 1.2). Questo sistema è solitamente in grado di soddisfare un certo fabbisogno energetico, come una pompa d'acqua o l'illuminazione casalinga.

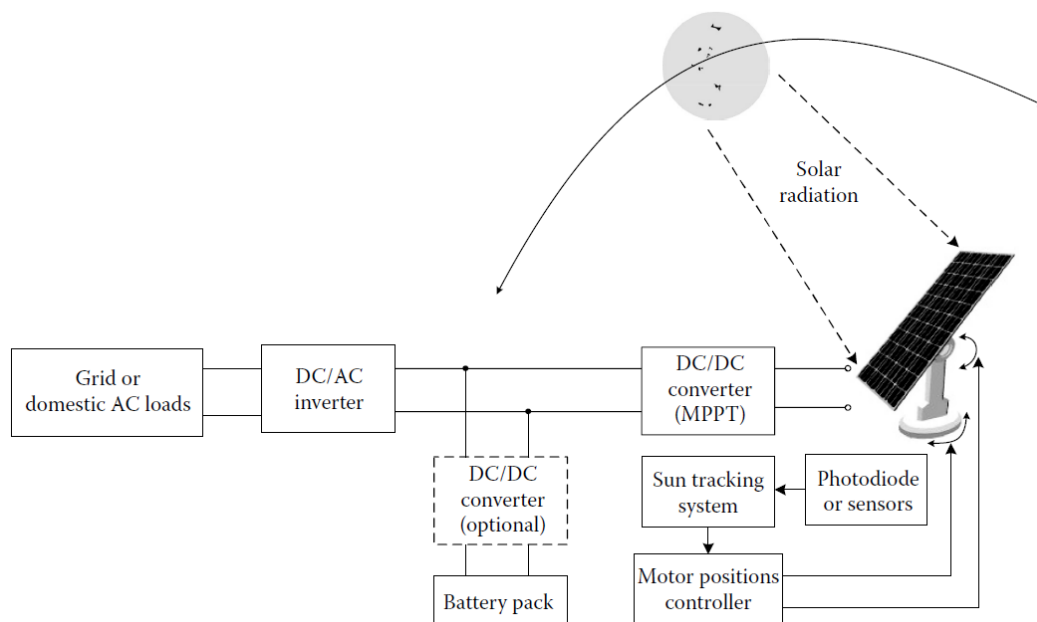


Figura 1.2 - Sistema fotovoltaico

In figura 1.3 vengono rappresentati una singola cella, un modulo o pannello (costituito da più celle) e una stringa (o *array*) costituito da più moduli. La singola cella solare è quindi il blocco base fondamentale di un sistema PV. Per aumentare la potenza in uscita, più celle devono essere collegate assieme in unità più grandi chiamati moduli (o pannelli). I moduli, a loro volta, possono essere connessi in complessi più grandi chiamati *array* in modo da produrre più potenza. In particolare, collegando più celle o moduli in serie si aumenta la tensione di uscita, mentre collegandoli in parallelo si aumenta la corrente (fig. 1.5).

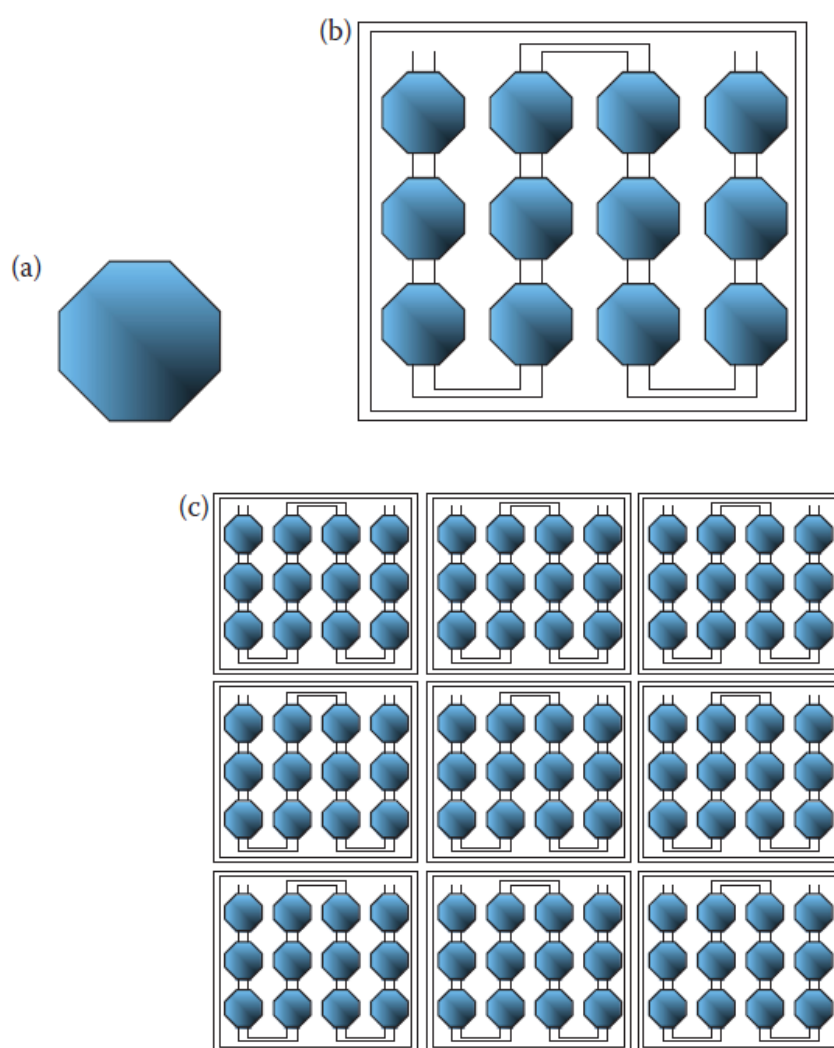


Figura 1.3 - (a) cella PV; (b) modulo; (c) stringa

Si noti che in una stringa costituita da più celle diverse tra loro, la corrente è relativa alla più bassa foto-corrente generata, mentre la tensione generata è data dalla somma delle tensioni. Questo porta a problemi di *shadowing*, cioè a casi in cui una certa porzione di celle rimane oscurata e la foto-corrente totale risulta proprio quella della cella oscurata, effetto che provoca l'abbassamento dell'efficienza del modulo. Per ovviare a questi problemi si può ricorrere a differenti tecniche, la più classica delle quali è porre un diodo di bypass in parallelo ad ogni cella. Il diodo inserito è inversamente polarizzato rispetto alla foto-corrente. Così facendo esso non produce alcun effetto se il modulo è illuminato completamente (con una resistenza del diodo più alta della resistenza della cella); diversamente, se una cella è in ombra il diodo si polarizza direttamente, cioè si comporta come una bassa resistenza che cortocircuita la cella in ombra.

In base al metodo di ricezione della luce solare, i sistemi PV possono essere classificati in due categorie generali: sistemi a piastra piatta e a concentrazione. I sistemi a piastra piatta catturano la luce del sole direttamente oppure la luce solare proveniente dall'ambiente circostante per diffusione. Possono essere fissi o resi mobili implementando un sistema di inseguimento del sole. I sistemi a concentrazione, invece, accumulano molta luce solare per poi convogliarla tramite lenti e riflettori verso un pannello PV bersaglio: questo sistema permette di ridurre la dimensione dell'impianto e il numero di celle richieste aumentando la potenza in uscita e il rendimento delle celle.

1.4) Materiali semiconduttori per celle fotovoltaiche

I dispositivi fotovoltaici possono essere costruiti con vari tipi di materiali semiconduttori, disposti in varie strutture. I tre tipi principali di materiali usati per le celle solari sono il silicio, il film sottile di policristallino o di monocristallino. Il primo tipo è il silicio che può presentarsi in varie forme, tra cui quella monocristallina, multi cristallina e amorfa. Il secondo tipo è il film policristallino basato sul silicio o su altri nuovi materiali come il Seleniuro di Rame Indio (CIS) e

il Tellururo di Cadmio (CdTe). Infine, il terzo tipo di materiale è il film monocristallino adatto soprattutto per le celle in Arseniuro di Gallio (GaAs).

- *Silicio (Si)*: include Si monocristallino, Si multi cristallino e Si amorfo. Il silicio, usato nei primi dispositivi PV, è ancora il più importante materiale per le celle solari. Sorpassato solo dall'ossigeno, il silicio è il secondo elemento più abbondante sulla crosta terrestre. Tuttavia, per essere utilizzato come semiconduttore nelle celle solari, deve essere raffinato fino ad una purezza del 99,9999%. Nel monocristallino, la struttura molecolare è uniforme poiché si è formata dallo stesso cristallo. Questa uniformità è ideale per trasferire in modo efficace gli elettroni attraverso il materiale. Per rendere efficiente una cella PV, il silicio deve essere drogato con altri elementi per diventare di tipo N o P. Il silicio semicristallino, invece, è formato da cristalli più piccoli o grani che introducono dei confini. Questi confini impediscono il flusso di elettroni velocizzando così il processo di ricombinazione con le lacune ma riducendo la potenza in uscita dalla cella. Il silicio semicristallino è molto meno costoso da produrre rispetto al monocristallino: da qui la necessità dei ricercatori di trovare metodi per minimizzare l'effetto negativo dei confini.
- *Film Policristallino*: include CIS, CdTe e silicio. Un'altra scoperta scientifica nell'industria dei semiconduttori per computer la quale ha fortemente impattato l'industria PV è la tecnologia a film sottile. Il termine "film sottile" viene dal metodo usato per depositare il film, non dal suo spessore: le celle a film-sottile sono depositate in strati consecutivi molto sottili di atomi, molecole o ioni. Le celle a film-sottile hanno molti più vantaggi rispetto alle loro controparti a film-spesso. Per esempio, hanno meno materiale (l'area utile della cella è solitamente spessa $1 \div 10 \mu\text{m}$ mentre in quelle a film-spesso è solitamente $100 \div 300 \mu\text{m}$) e possono essere costruite con processi a larga scala con macchine automatiche a produzione continua. Inoltre possono essere applicate anche a substrati di materiali flessibili.

- *Film monocristallini*: include materiali ad alta efficienza come il GaAs. Il GaAs è un composto semiconduttore dato dall'insieme di due elementi, il Gallio e l'Arsenico. Il Gallio è prodotto dalla fusione di altri metalli come l'Alluminio e lo Zinco o, più raramente, l'Oro. L'Arsenico non è raro ma è velenoso. Il GaAs fu sviluppato per l'uso nelle celle solari nello stesso momento in cui fu sviluppato per diodi LED, laser e altri dispositivi elettronici che usano la luce. Il GaAs è adatto soprattutto per l'uso in multi giunzione e per celle solari ad alta efficienza per i seguenti motivi:
 - La tensione della giunzione GaAs è 1.43V, valore quasi ideale per una cella solare a singola giunzione;
 - Il GaAs ha un alto potere assorbente, tanto che gli bastano pochi micrometri di spessore per catturare la luce solare (il silicio cristallino ne ha bisogno di almeno 100 μ m);
 - Diversamente dalle celle al silicio, quelle a GaAs sono relativamente insensibili al calore. La temperatura in una cella può essere spesso abbastanza alta, specialmente nelle applicazioni a concentrazione;
 - Le leghe derivate dal GaAs con l'alluminio, fosforo, antimonio o indio hanno caratteristiche complementari a quelle del GaAs, permettendo una grande flessibilità nella progettazione della cella;
 - Il GaAs è altamente resistente ai danni dalle radiazioni. Questa caratteristica, oltre all'alta efficienza, rende il GaAs adatto alle applicazioni nello spazio.

Uno dei vantaggi più importanti del GaAs e delle sue leghe come materiale per celle PV è la sua capacità di adattamento ad un ampio range di applicazioni. Una cella di GaAs può avere diversi strati con composizione leggermente diversa; ciò permette al progettista di controllare precisamente la generazione e la ricombinazione di elettroni e lacune. Questo alto grado di controllo permette di portare i valori di efficienza molto vicini a quelli teorici. Per esempio, una delle strutture più comuni presenta una sottile finestra di Alluminio-GaAs permettendo una generazione di elettroni e lacune molto vicine al campo elettrico della giunzione.

1.5) Caratteristica I-V di un sistema fotovoltaico

Le curve di corrente-tensione (I-V) sono ottenute esponendo la cella a livelli costanti di luce, mantenendo al contempo la temperatura costante, variando la resistenza del carico e misurando la corrente prodotta. La curva I-V passa tipicamente attraverso due punti (figura 1.4):

- Corrente di cortocircuito (I_{sc}): è la corrente prodotta quando i terminali positivi e negativi della cella sono posti in cortocircuito e la tensione tra di loro è zero (a cui corrisponde una resistenza di carico nulla);
- Tensione di circuito aperto (V_{oc}): è la tensione tra i terminali positivi e negativi sotto le condizioni di circuito aperto, ovvero quando la corrente è zero e si ha una resistenza del carico infinita.

La cella può operare in un vasto range di valori di tensione e corrente. Variando la resistenza del carico da zero (cortocircuito) a infinito (circuito aperto), possiamo determinare il punto di massima potenza (MPP) della cella. Sulla curva I-V, il punto di massima potenza si presenta quando il prodotto tensione-corrente è massimo (P_{mpp}). Si fa notare che nei punti di I_{sc} e V_{oc} non viene prodotta alcuna potenza perché o la tensione o la corrente corrispondenti sono uguali a zero. Di conseguenza l'MPP si trova in un punto qualunque tra questi due. La massima potenza viene generata attorno al punto di cuspide (*knee*) della curva: questo punto rappresenta la massima efficienza che possiede il dispositivo nella conversione della luce solare in elettricità. Esistono diversi modelli in grado di approssimare la caratteristica I-V di un sistema PV e ne se ne parlerà in seguito.

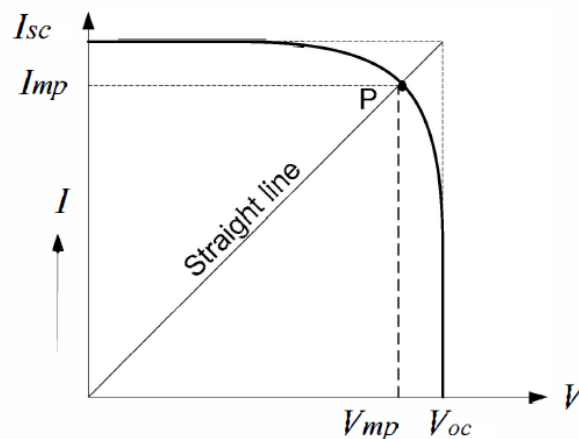


Figura 1.4 - Curva I-V di un modulo fotovoltaico

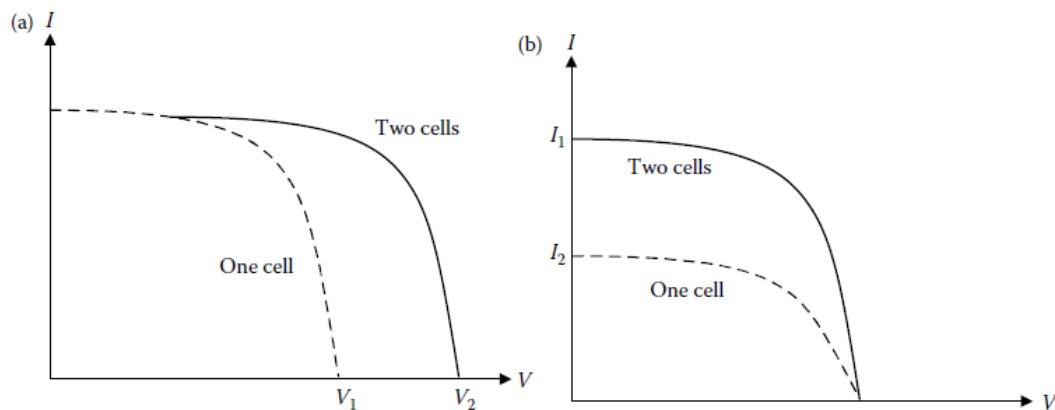


Figura 1.5 - Collegamento in serie (a) e in parallelo (b) di celle identiche

In pratica l'efficienza di un modulo o altri dispositivi PV è definita esponendo lo stesso a condizioni ambientali note. Le caratteristiche del modulo fornite dal produttore sono solitamente determinate sotto specifiche condizioni quali quelle standard e quelle nominali. Le condizioni standard (STC, Standard Test Condition) fanno riferimento ad un irraggiamento $G_{ref} = 1000 \text{ W/m}^2$ e ad una temperatura della cella pari a $T_{ref} = 25^\circ\text{C}$. Le condizioni nominali (NOCT, Nominal Operating Cell Temperature) invece si riferiscono ad un $G_{ref} = 800 \text{ W/m}^2$ e ad una $T_{ref} = 20^\circ\text{C}$. Spesso i produttori di pannelli forniscono sui datasheet i soli valori ottenuti sotto le STC.

Effetto dell'irradiazione e della temperatura sulle caratteristiche PV

All'incremento dell'irraggiamento, la corrente di cortocircuito (I_{sc}) e la tensione di circuito aperto (V_{oc}) della cella solare aumentano. La corrente di cortocircuito è in relazione quasi lineare con l'irraggiamento. All'aumentare della temperatura tuttavia, la tensione di circuito aperto diminuisce mentre la corrente sale. Questo accade perché la temperatura è a sua volta in funzione con l'irradiazione. In figura 1.6a e b, viene illustrata la caratteristica I-V di una cella solare per una certa radiazione ambiente G_a e temperatura T .

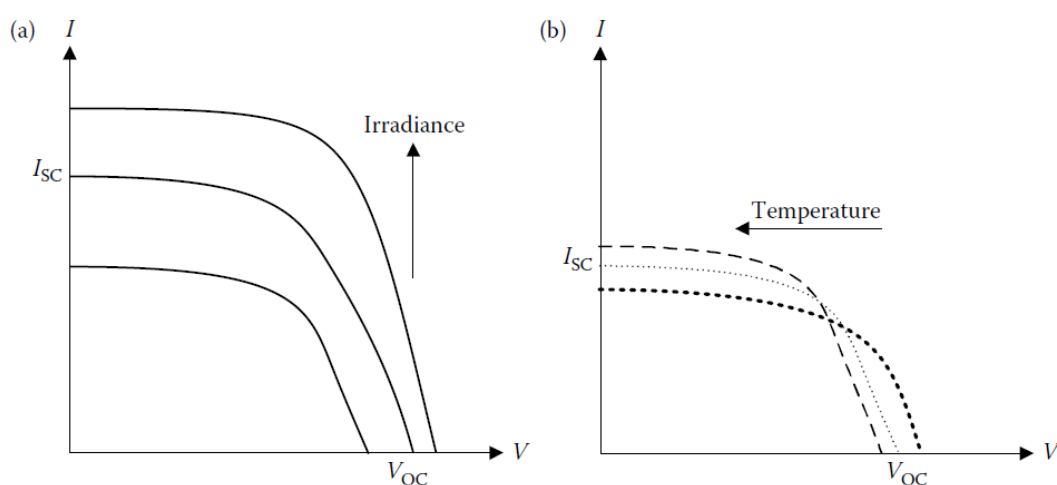


Figura 1.6 - (a) Influenza dell'irradiazione e (b) influenza della temperatura di cella sulle caratteristiche I-V

La figura 1.6a mostra che la V_{oc} aumenta in modo logaritmico con l'irraggiamento, mentre la I_{sc} ne è una funzione lineare. L'influenza della temperatura della cella sulle caratteristiche I-V è mostrato invece in figura 1.6b: l'effetto dominante nell'aumento della temperatura è la diminuzione lineare della V_{oc} che comporta una riduzione dell'efficienza complessiva della cella. La I_{sc} invece, aumenta leggermente con la temperatura.

1.6) Sistemi attivi e passivi

I sistemi per l'energia solare sono solitamente classificati in due tipologie: passivi o attivi.

I sistemi passivi non richiedono l'uso di pannelli o meccanismi in movimento per produrre energia. I sistemi passivi utilizzano tecniche non meccaniche per controllare l'accumulo di luce catturata e distribuirla in forme d'energia utile come calore, luce, raffreddamento e ventilazione. Queste tecniche richiedono la selezione di materiali con proprietà termiche favorevoli ad assorbire energia e mantenerla oltre allo studio della posizione migliore per massimizzare l'energia catturata. In alcuni casi i dispositivi passivi possono essere composti da parti in movimento, con la distinzione in movimenti automatici o direttamente alimentati dal sole. Questi sistemi possono essere usati per scopi di illuminazione o riscaldamento: ciò significa che la potenza proveniente dal sole viene usata per alimentare i movimenti del sistema di inseguimento del sole e dell'apparato di riscaldamento o illuminazione.

I sistemi ad energia solare attivi, invece, impiegano componenti elettrici e meccanici come i meccanismi di inseguimento del sole, pompe e ventole per catturare luce solare e trasformarla. I pannelli vengono così orientati in modo da massimizzarne l'esposizione al sole. In base al sistema usato, i pannelli convertono la luce in elettricità la quale viene poi trasformata da DC ad AC e immagazzinata in batterie o mandati direttamente in rete per alimentare carichi locali. I sistemi attivi sono più complessi e costosi.

Capitolo 2: Modellazione di un sistema fotovoltaico

In un sistema fotovoltaico la potenza è generata dai pannelli PV, costituiti da moduli PV. Per un sistema PV di grandi dimensioni, più pannelli vengono connessi in serie formando così delle stringhe. Queste stringhe sono poi connesse in parallelo formando così un campo di pannelli (generatore fotovoltaico). I moduli, o pannelli, PV sono a loro volta costituiti da diverse celle connesse in serie e parallelo fra loro. Queste celle solari producono una tensione e una corrente continua sulla loro giunzione a causa dell'incidenza della luce solare, grazie all'effetto fotovoltaico dei semiconduttori. La combinazione di più celle in serie e parallelo aumenta i livelli di corrente e tensione. Quindi il circuito equivalente di una singola cella PV può essere espresso da un fotodiodo con una larga giunzione P-N.

Per progettare un sistema PV efficiente è necessario dotarsi di strumenti precisi con il quale predire come varia la caratteristica PV rispetto alle condizioni ambientali. In particolare, la natura non lineare della caratteristica viene dal fatto che i materiali usati sono dei semiconduttori e la non predicibilità delle condizioni ambientali complica il processo di modellazione. Per permettere una migliore analisi del convertitore e sviluppo dei metodi MPPT (Maximum Power Point Tracking) in termini di materiali e costi è importante utilizzare un modello PV efficiente, preciso e robusto che possa far comprendere le interazioni con i fattori, interni ed esterni, in grado di modificare le performance del pannello.

La caratteristica I-V di un sistema PV dipende fortemente dall'irraggiamento solare e dalla temperatura; per questo motivo un modello dinamico rappresentato da un convenzionale generatore lineare di tensione DC o corrente non risulta appropriato.

Per modellare la caratteristica di una cella PV esistono varie tecniche: linearizzazioni, utilizzo di modelli di Thevenin equivalenti, metodi numerici e

tecniche analitiche. Nella configurazione semplificata, una cella solare è costituita solamente dalla giunzione P-N che produce un campo elettrico in grado di separare le cariche generate dalla radiazione luminosa. Questo documento si focalizza su un modello analitico basato su componenti elettrici chiamato Single Diode Model (SDM, modello a singolo diodo) che rappresenta, nella maggior parte delle applicazioni, un buon compromesso tra precisione e semplicità. Questo modello include un diodo, una resistenza in serie (R_s), una in parallelo (R_{sh}) e un generatore di corrente, come mostrato in figura 2.1a. La forma ideale del SDM (ISDM) trascura la presenza delle resistenze: infatti la resistenza in serie è solitamente molto piccola mentre quella in parallelo è di solito grande abbastanza da approssimarne il comportamento a un circuito aperto. Di conseguenza, trascurare le resistenze non sacrifica in modo significativo la precisione del modello.

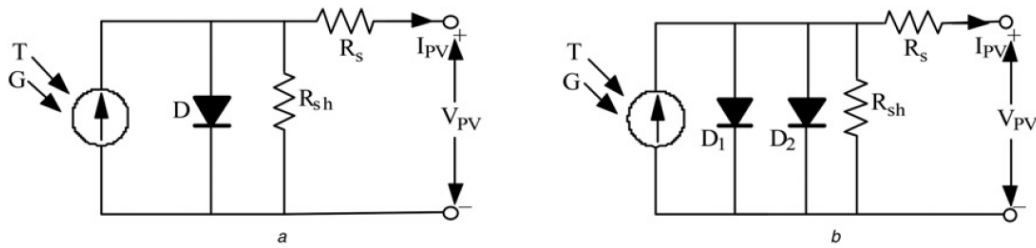


Figura 2.1 - Modello a singolo (a) e doppio (b) diodo

Un modello alternativo al SDM è quello a doppio diodo, rappresentato in figura 2.1b. In tale modello vengono messi a disposizione più gradi di libertà per una maggiore precisione. Tuttavia il primo modello è maggiormente utilizzato perché sufficiente a rappresentare la caratteristica e le dinamiche PV. Nonostante sia più preciso, il circuito con due diodi è poco usato a causa della sua complessità.

La caratteristica corrente-tensione della cella PV utilizzando il SDM, completo di resistenze, è definita dall'espressione:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{n V_t} \right) - 1 \right\} - \frac{V_{pv} + I_{pv} R_s}{R_{sh}}$$

Si noti che la corrente in uscita dalla cella fotovoltaica (I_{pv}) è data dalla composizione di più contributi: la I_{ph} è la corrente generata direttamente dall'effetto fotovoltaico (A), I_0 è la corrente inversa di saturazione (A) e V_t è la tensione termica (V) data dal rapporto:

$$V_t = \frac{kT}{q}$$

dove T è la temperatura (K), q la carica dell'elettrone (1.602×10^{-19} C) e k è la costante di Boltzmann (1.38×10^{-23} J/K). Il circuito mostrato in figura 2.1a e la corrispondente espressione possono essere utilizzati per una singola cella, ma per un modulo composto da più celle bisogna tener conto del loro collegamento come mostrato in figura 2.2:

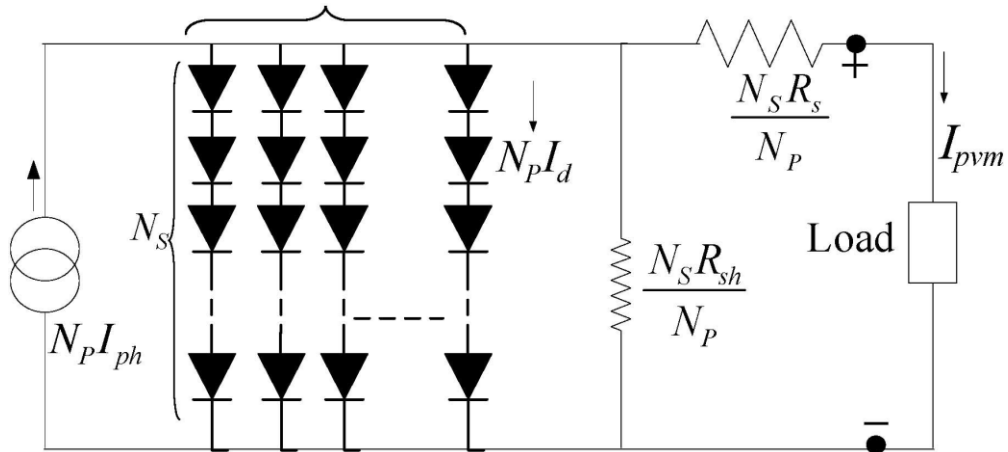


Figura 2.2 - Circuito equivalente di un modulo fotovoltaico

L'equazione da usare sarà:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_0 \left\{ \exp \left(\frac{N_p V_{pv} + I_{pv} N_s R_s}{n V_t N_s} \right) - 1 \right\} - \frac{N_p V_{pv} + I_{pv} N_s R_s}{R_{sh} N_s N_p}$$

dove N_s sono il numero di celle connesse in serie mentre N_p sono quelle connesse in parallelo.

2.1) Stima dei parametri per il modello della cella solare

La modellazione di un pannello fotovoltaico richiede parametri elettrici che dipendono dal materiale di fabbricazione e dalle sue caratteristiche fisiche. I produttori di pannelli solitamente non descrivono nel dettaglio le proprietà tecniche del materiale, limitandosi a fornire solo alcune grandezze elettriche come la tensione a circuito aperto (V_{oc}), la corrente in cortocircuito (I_{sc}), la tensione al punto di massima potenza (V_{mpp}), la corrente al punto di massima potenza (I_{mpp}) e la rispettiva potenza (P_{mpp}). Questi parametri sono solitamente calcolati alle condizioni standard di test (STC) definite con un irraggiamento solare di 1000 W/m^2 e con una temperatura della cella di 25°C . Tuttavia per creare un modello abbastanza preciso della cella (e quindi del pannello) è necessario determinare altri parametri fisici come la resistenza in serie e parallelo delle celle (R_s, R_{sh}) e il fattore di idealità del diodo (n).

Corrente generata (foto-corrente)

La foto-corrente rappresenta la corrente generata direttamente con la luce grazie all'effetto fotovoltaico: dipende sia dalla radiazione solare (fotoni incidenti sulla superficie della cella) che dalla temperatura. Misurata alle condizioni di riferimento, la foto-corrente si può scrivere come:

$$I_{ph} = f(G, T) = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{ph,ref} + \mu_{Isc} (T - T_{ref}) \right)$$

dove μ_{Isc} è il coefficiente di temperatura della corrente di corto-circuito fornito dal costruttore del pannello (A/K). I parametri dell'equazione sono tutti noti a parte i valori di G e T che sono variabili nel tempo. La corrente generata alle STC ($I_{ph,ref}$) è approssimabile con la corrente di corto-circuito (I_{sc}) ed è quindi anch'essa un parametro noto da catalogo.

Corrente inversa di saturazione

La corrente inversa di saturazione è dovuta ai portatori di cariche minoritari che si formano dall'eccitazione termica. Essa dipende essenzialmente dalle caratteristiche costruttive del diodo: è infatti direttamente proporzionale alla superficie della giunzione P-N e assume valori variabili tra i 10^{-10} A, quando le dimensioni del diodo sono grandi, ed i 10^{-15} A, quando le dimensioni del diodo sono piccole. Può essere espressa come:

$$I_0 = \frac{I_{sc}}{\exp\left(\frac{qV_{oc}}{nN_s kT}\right) - 1}$$

Resistenza in serie

Essa comprende la resistenza dei due strati di materiale che costituiscono la cella e la resistenza ohmica dei contatti stessi. La resistenza in serie è un importante parametro, specialmente quando i valori di irraggiamento e temperatura della cella sono lontani da quelli degli STC. Date le stesse condizioni iniziali, ogni modello I-V traccia delle curve molto simili fra loro ma solo vicino a tali condizioni. Se si considera un ampio range di condizioni operative, come nel caso di una simulazione annuale, la potenza in uscita prevista quando la resistenza in serie viene trascurata può essere il 5÷8% più bassa rispetto a quella che si otterrebbe considerando correttamente il parametro in questione. Una buona stima può essere calcolata tramite:

$$R_s = \frac{1}{I_{mpp}} \left[N_s V_t \ln \left(1 - \frac{I_{mpp}}{I_{sc}} \right) + V_{oc} - V_{mpp} \right]$$

Resistenza in parallelo

Rappresenta tutte quelle perdite dovute alle correnti di dispersione che si verificano all'interno della cella. La presenza della resistenza in parallelo causa perdite di potenza significative. R_{sh} è dovuta principalmente a difetti di costruzione piuttosto

che ad errori di progettazione della cella. Una R_{sh} bassa causa perdite di potenza in una cella solare perché fornisce un percorso alternativo per la corrente I_{ph} . Tale deviazione riduce il flusso di corrente che attraversa la giunzione della cella riducendo anche la tensione generabile. L'effetto della resistenza in parallelo è particolarmente significativo durante periodi a bassa illuminazione, quando la corrente generata I_{ph} è ancora più bassa del dovuto. Da studi analitici si può ricavare:

$$R_{sh} = \frac{V_{oc}(1 - p) - pI_{sc}R_s - (V_{oc} - I_{sc}R_s)\Delta V_{oc}}{pI_{sc} - I_{sc}\Delta V_{oc}}$$

dove;

$$\Delta V_{oc} = \left\{ 1 - \exp\left(\frac{(p - 1)V_{oc} + pI_{sc}R_s}{nV_t}\right) \right\} \quad p = \frac{V_{mpp}}{V_{oc}}$$

Fattore di idealità (coefficiente di emissione)

Sappiamo dall'espressione sulla corrente in uscita e dalla stima della resistenza in parallelo R_{sh} che queste sono dipendenti dal fattore di idealità n che differisce in base al tipo di cella a causa dei processi di formazione che l'hanno caratterizzata.

In un diodo, il fattore di idealità n dipende dalla polarizzazione e dal materiale semiconduttore. Questo parametro tiene conto di possibili fenomeni di ricombinazione delle cariche e solitamente ha un valore vicino ad 1 se il materiale usato nel diodo è il Germanio mentre tende a 2 se è costituito da Silicio. L'MPP dipende dal valore di n , perciò il suo valore viene determinato in modo che soddisfi i valori di V_{mpp} e I_{mpp} . La stima di questo parametro viene fatta una sola volta per uno specifico datasheet alle STC. Di conseguenza non sono necessarie tecniche iterative da applicare in simulazioni a differenti livelli operativi. Un metodo utilizzato per ricavare n è quello di partire da valore 1 mentre la tensione viene lasciata costante al valore V_{mpp} : il valore di n viene poi incrementato lentamente fino a che la corrente misurata non coincide con il valore I_{mpp} . Altri metodi si basano

invece su algoritmi analitici complessi: in questa simulazione il valore di n è stato calcolato in modo che ad una corrente nulla corrisponda esattamente la V_{oc} riportata sul datasheet alle STC.

Fattore di riempimento e rendimento

La cella solare è caratterizzata da alcuni parametri fondamentali quali la potenza massima e la massima efficienza. L'efficienza massima è data dal rapporto fra la massima potenza (MPP) e la potenza della luce solare incidente (P_{in}):

$$\eta = \frac{P_{mpp}}{P_{in}} = \frac{V_{mpp}I_{mpp}}{AG_a}$$

dove G_a è l'irradiazione ambientale sulla superficie A della cella.

Uno dei parametri usati per valutare la bontà di una cella fotovoltaica è il Fill Factor. Il Fill Factor mette in rapporto il prodotto tra tensione e corrente massima di carico e il prodotto fra tensione a vuoto V_{oc} e corrente di cortocircuito I_{sc} .

$$FF = \frac{P_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}} = \frac{V_{mpp}I_{mpp}}{V_{oc}I_{sc}}$$

Questi valori sono tutti rilevati lavorando secondo le STC. Mentre il secondo prodotto rappresenta la potenza ideale che il modulo fotovoltaico potrebbe esprimere in assenza di carichi esterni, al numeratore troviamo la potenza reale, quella che viene “acquistata” con il modulo fotovoltaico. Maggiore è il Fill Factor, maggiore è l'avvicinarsi del pannello fotovoltaico ad un comportamento ideale. L'attuale tecnologia permette la costruzione di moduli il cui Fill Factor si attesta nel range 0.75÷0.80; all'aumentare della temperatura questo valore cala.

2.2) Collegamento del sistema PV con la rete

Inverter fotovoltaici per l'immissione in rete

Si tratta di un tipo particolare di inverter progettato espressamente per convertire l'energia elettrica prodotta sotto forma di corrente continua dal modulo fotovoltaico, in corrente alternata a tensione 230 Volt rendendola adatta per l'immissione diretta in rete e per l'autoconsumo.

Se l'inverter è un componente indispensabile negli impianti connessi alla rete, gli impianti isolati in alcuni casi possono anche farne a meno. In questo secondo caso, occorre che il carico e le batterie siano predisposti per essere alimentati direttamente in corrente continua a bassa tensione (12 o 24 Volt), anziché in corrente alternata a 230 Volt. E' il caso tipico delle piccole utenze isolate, come i camper oppure le imbarcazioni, che utilizzano frigoriferi, lampade e altre apparecchiature funzionanti a 12-24 Volt.

Queste macchine estendono la funzione base di un inverter generico con funzioni estremamente sofisticate e all'avanguardia: a seconda della tecnologia e del tipo di applicazione, sono in grado di:

- regolare la frequenza e la tensione dell'energia elettrica;
- proteggere il sistema da cortocircuiti o sovratensioni di rete;
- monitorare il funzionamento dell'impianto;
- segnalare eventuali guasti interni.

Inoltre, mediante l'impiego di particolari sistemi di controllo software e hardware sono in grado di estrarre dai pannelli solari la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione meteorologica. Questa funzione prende il nome di MPPT, un acronimo di origine Inglese che sta per Maximum Power Point Tracker. I moduli fotovoltaici infatti, hanno una curva caratteristica I-V tale che esiste un punto di lavoro ottimale, detto appunto Maximum Power Point, dove è possibile estrarre la massima potenza disponibile.

Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle. È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione dell'algoritmo MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Sebbene la precisione dell'algoritmo MPPT sia estremamente importante, il tempo di assestamento lo è in taluni casi ancor più. Mentre tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sul MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della potenza massima disponibile), solo in pochi riescono ad unire precisione a velocità.

È infatti nelle giornate con nuvolosità variabile che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini. È molto comune rilevare variazioni da 100W/m² a 1000÷1200W/m² in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 5÷10% di energia in più di uno lento.

Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari, e alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza. In questo modo i produttori lasciano all'ingegneria di sistema la libertà di configurare un funzionamento master/slave o a MPPT indipendenti. L'utilizzo di MPPT indipendenti fornisce un vantaggio oggettivo in condizioni di irraggiamento non uniforme dei pannelli. Infatti non è infrequente che la superficie dei pannelli solari sia esposta al sole in modo difforme su tutto il campo. Il motivo può essere una disposizione su due diverse falde del tetto, perché i moduli non sono distribuiti su stringhe di uguale lunghezza o a causa di ombreggiamenti parziali dei moduli stessi. In questo caso l'utilizzo di un solo MPPT porterebbe l'inverter a lavorare fuori dal punto di massima potenza e conseguentemente la produzione di energia sarebbe ridotta.

Il primo parametro per la scelta di un inverter è la potenza di picco dell'impianto fotovoltaico a cui deve essere collegato. Normalmente la potenza nominale dell'inverter è equivalente (1:1) o leggermente sottodimensionata rispetto alla

potenza di picco dell'impianto. Le caratteristiche di picco dei moduli fotovoltaici sono calcolate in condizioni standard, ipotizzando un irraggiamento di 1000 W/m^2 . Nei Paesi del Nord Europa, in cui raramente si raggiungono i valori di picco, gli inverter vengono largamente sottodimensionati ($0,6 \div 0,8:1$).

Un'altra caratteristica importante di un inverter fotovoltaico, è l'interfaccia di rete. Questa funzione, generalmente integrata nella macchina, deve rispondere ai requisiti imposti dalle normative dei diversi enti di erogazione di energia elettrica. In Italia, ENEL ha rilasciato la normativa CEI-021, attualmente giunta all'edizione 2: questa normativa prevede una serie di misure di sicurezza tali da evitare l'immissione di energia nella rete elettrica qualora i parametri di questa siano fuori dai limiti di accettabilità.

I sistemi più raffinati utilizzano degli inverter multilivello, particolarmente adatti ad applicazioni PV poiché i vari livelli di tensione DC possono essere ottenuti con la struttura modulare di un insieme di pannelli PV. L'inverter multilivello può fornire una tensione in uscita quasi sinusoidale con una distorsione armonica minima a basse frequenze di commutazione. In confronto agli inverter a singolo livello, quelli multilivello riescono a produrre una tensione con una migliore qualità AC e con una minore distorsione armonica.

Interfacciamento tramite elettronica di potenza

Tramite l'elettronica di potenza viene creata l'interfaccia di collegamento dei pannelli alla rete. In base al modo in cui vengono utilizzati gli inverter si possono classificare i sistemi in 3 tipologie:

- Sistema ad inverter centralizzato;
- Sistema con inverter in serie;
- Sistema con inverter in sequenza.

Un'altra classificazione può essere fatta in base al numero di convertitori presenti. Infatti l'elettronica di potenza usata nel circuito di condizionamento per sistemi ad

energia solare può essere priva di trasformatori oppure può utilizzare trasformatori ad alta frequenza integrati in convertitori DC/DC in modo da evitare ingombranti trasformatori a bassa frequenza. Il numero di stadi presenti in questi circuiti si riferisce al numero di convertitori o inverter presenti in cascata. Si distinguono circuiti a singolo o a doppio stadio, in cui l'inverter è accompagnato dalla presenza a valle di un convertitore DC/DC. Questi circuiti possono essere interfacciati a pannelli individuali (singolo modulo) o a più di essi (moduli multipli).

Sistema ad inverter centralizzato

Il sistema ad inverter centralizzato è mostrato in figura 2.3. In questa disposizione, i moduli PV sono connessi in serie e parallelo in modo da ottenere i livelli richiesti di tensione e corrente. Solo un inverter viene utilizzato in questa disposizione, collegandolo al comune bus DC. Le perdite di potenza dell'inverter in questo caso sono più alte rispetto alle altre topologie di collegamento a causa del disaccoppiamento tra i moduli e la presenza dei vari diodi connessi in serie.

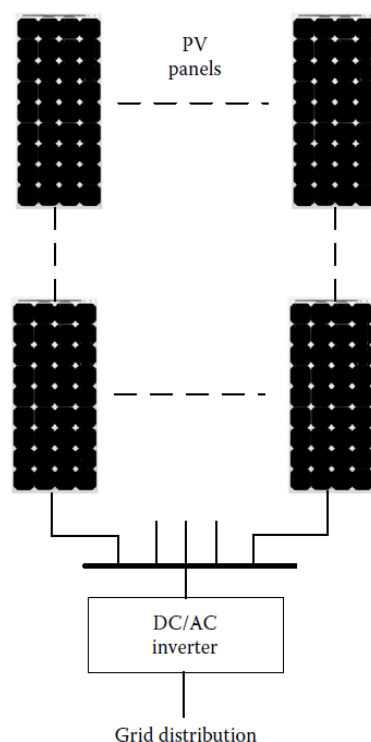


Figura 2.3 - Sistema PV convenzionale che utilizza una topologia di sistema ad inverter centralizzato

Sistema con inverter in serie

Questa disposizione è mostrata in figura 2.4, in cui ogni singola stringa di moduli viene collegata ad inverter tra loro separati. In questa disposizione, se abbastanza pannelli PV vengono connessi in serie in ogni stringa, il boost di tensione potrebbe non essere necessario. Altrimenti la tensione può essere aumentata da un convertitore DC/DC o da un trasformatore integrato in un convertitore DC/DC ad alta frequenza. Si noti che per ogni stringa di moduli possono essere applicati metodi MPPT separati in modo da aumentare l'efficienza totale del sistema.

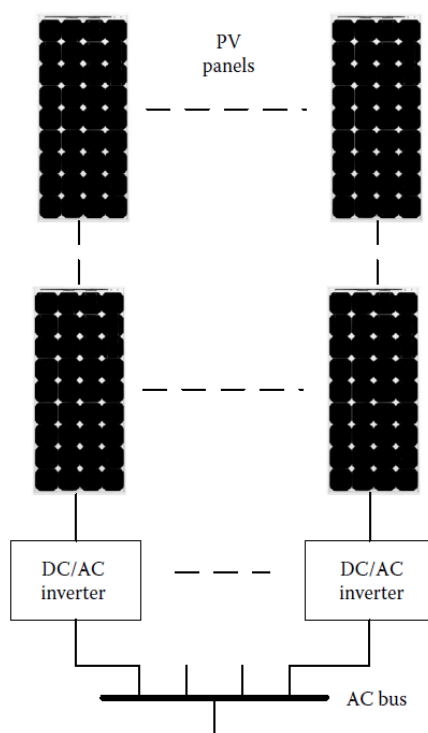


Figura 2.4 - Topologia con inverter in serie

Sistema con inverter in sequenza

In questa topologia, ogni stringa di pannelli viene interfacciata con il proprio convertitore DC/DC integrato ad un inverter DC/AC comune, come mostrato in figura 2.5. Le singole stringhe di pannelli possono essere attivate o disattivate in modo da usare un numero minore di moduli per una maggiore flessibilità. A sua

volta ulteriori potenziamenti possono essere realizzati aggiungendo gruppi di pannelli e convertitori integrati. L'uscita dei convertitori può essere collegata nella piattaforma già presente, con tutti i cavi elettrici connessi ad un singolo connettore situato nel retro del pannello. Questa flessibilità rende questa topologia molto efficiente e le perdite di potenza del sistema sono basse, per il ridotto accoppiamento tra i moduli. Ogni pannello PV ha la propria interfaccia di elettronica di potenza integrata: ciò comporta la possibilità di regolare in maniera ottimale il funzionamento di ognuno di essi (ottenendo separatamente vari livelli di MPP per ogni convertitore DC/DC), innalzando l'efficienza dell'intero sistema.

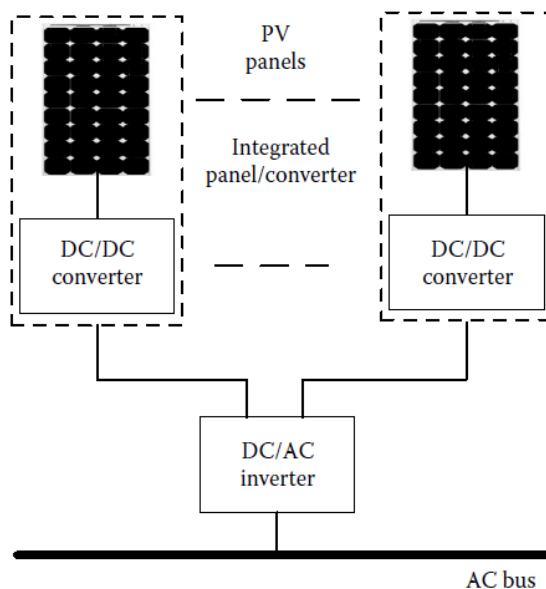


Figura 2.5 - Topologia con inverter in sequenza

Inverter a singolo stadio

Un tipico inverter a singolo stadio per più moduli è mostrato in figura 2.6. Questo è lo schema più semplice di collegamento alla rete: l'inverter è di tipo standard, comandato in tensione con legge PWM e connesso al carico attraverso un filtro LCL. La tensione in ingresso, generata dai pannelli PV, deve essere più alta della tensione di picco del carico. L'efficienza è circa il 97%, tuttavia essendo tutti i moduli connessi allo stesso dispositivo MPPT significa che in caso di parziale

oscuramento le perdite di potenza aumentano notevolmente. Da non trascurare poi il fatto che per disaccoppiare i pannelli al carico è necessaria introdurre una capacità di valore molto alto.

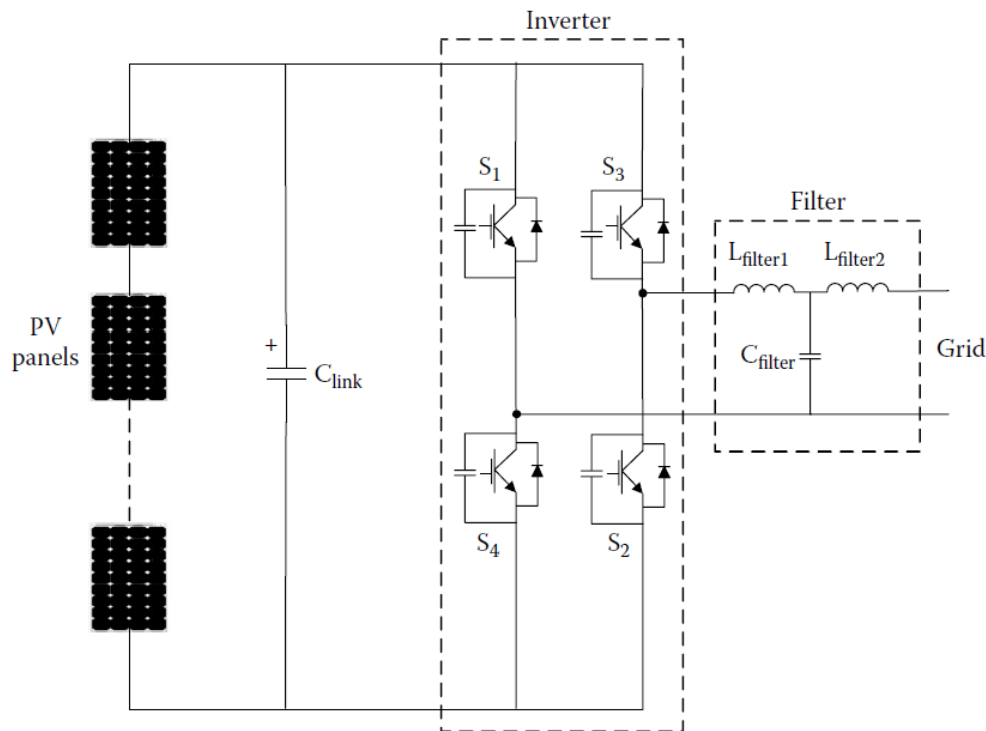


Figura 2.6 - Inverter a singolo stadio per moduli multipli

Inverter a doppio stadio

I sistemi di conversione a due stadi possono avere molte varietà. Lo schema più comune consiste in un inverter DC/AC connesso alla rete e un convertitore DC/DC connesso ai pannelli, con associato il sistema MPPT. Questa disposizione sarà quella presa in considerazione nella tesi per la modellazione del sistema PV.

Nella configurazione a due stadi, la connessione tra i moduli e l'inverter può essere di due tipi: nel primo tutti i moduli sono connessi in serie, come mostrato in figura 2.7a. Un inverter fotovoltaico più un semplice convertitore DC/DC di tipo boost, il buck, o buck-boost possono essere utilizzati se non è richiesto l'isolamento. Il

secondo tipo di collegamento consiste in un convertitore DC/DC per ogni fila di moduli e un inverter comune collegato alla rete, come mostrato in figura 2.7b.

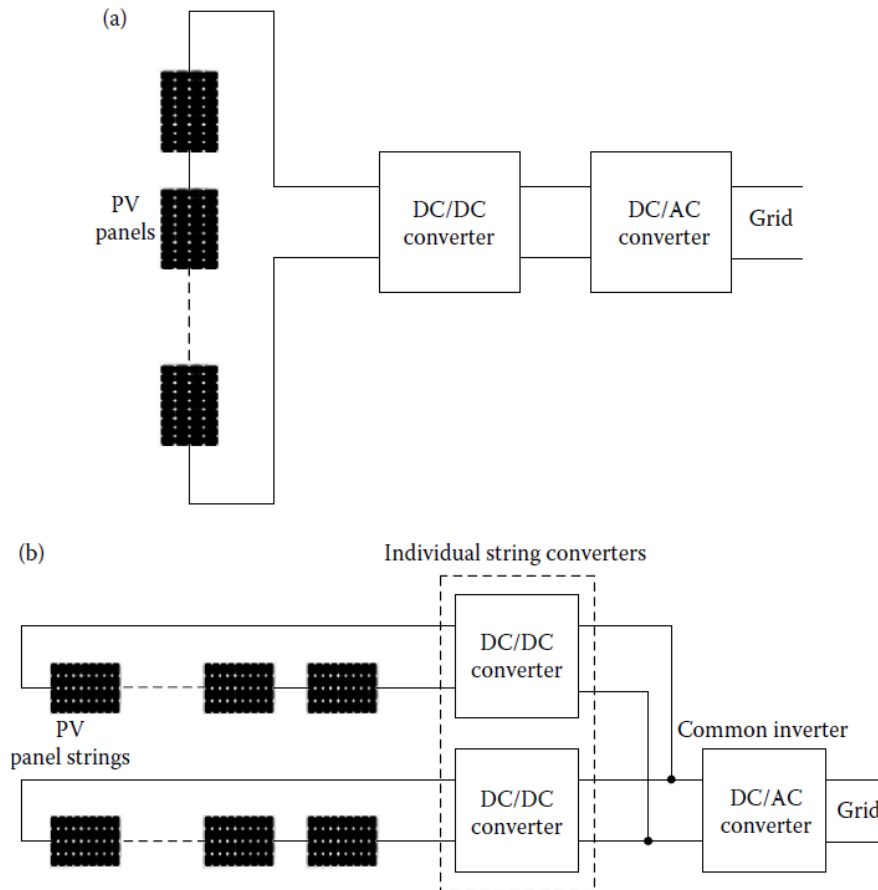


Figura 2.7 - Configurazione di un inverter a doppio stadio per moduli PV multipli: (a) inverter comune; (b) convertitori individuali ed inverter fotovoltaico comune

2.3) Convertitore DC/DC

Usando uno schema di conversione a doppio stadio, come già detto, si privilegia l'utilizzo di un convertitore boost DC/DC. L'obiettivo dei circuiti switching è quello di massimizzare il rendimento utilizzando dei regolatori a commutazione anziché dei regolatori lineari dissipativi.

Il convertitore boost appartiene alla classe di convertitori non isolati ed ha il vantaggio di ottenere un livello di tensione più alto in uscita rispetto a quello in

ingresso. Infatti viene detto anche convertitore Step-Up, ovvero innalzatore. Questo è un grosso vantaggio, per esempio, nei sistemi alimentati a batterie, che spesso devono essere costituiti da molte celle poste in serie per ottenere tensioni più elevate. Non è sempre possibile, per mancanza di spazio o per questioni di peso, mettere in serie tante batterie soprattutto nelle applicazioni dove è richiesta alta tensione: i convertitori boost consentono di aumentare la tensione e ridurre di conseguenza il numero di celle necessarie a questo scopo. I boost rappresentano una classe di alimentatori a commutazione contenenti almeno due commutatori a semiconduttore (un diodo e un transistor) e almeno un elemento accumulatore di energia. Filtri composti da combinazioni di induttori e capacità sono spesso aggiunti ad un convertitore boost per migliorarne le caratteristiche. Ad ogni modo lo schema di base di un convertitore boost (figura 2.8) presenta un commutatore che tipicamente è un MOSFET, o BJT.

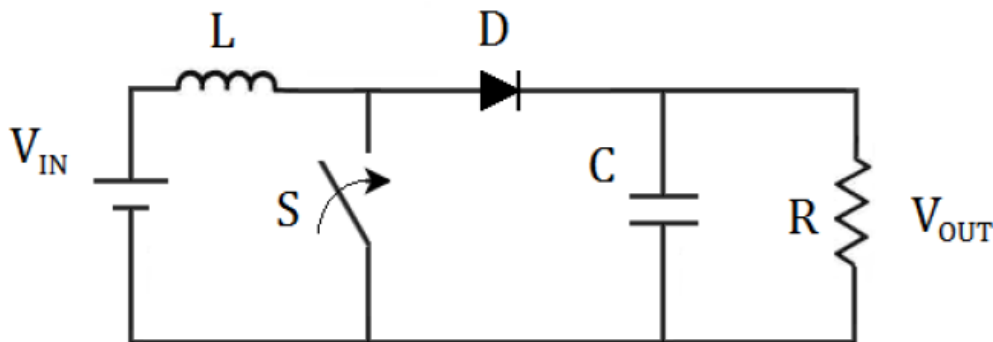
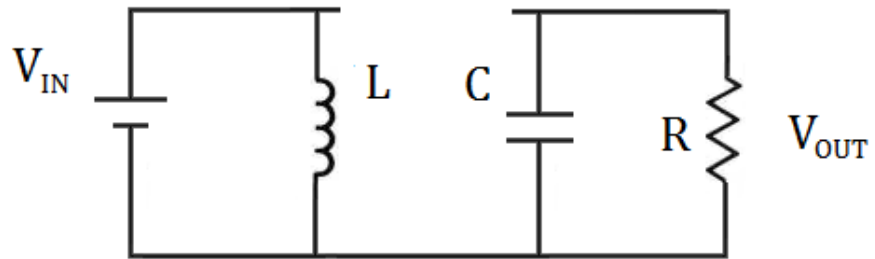


Figura 2.8 - Convertitore boost

Analizziamo ora velocemente le dinamiche del circuito allo spegnersi ed accendersi dello switch. Quando l'interruttore è chiuso, il diodo è polarizzato inversamente, la sezione d'uscita è isolata e l'ingresso fornisce energia all'induttore. Quando l'interruttore è aperto, la sezione d'uscita riceve energia sia dall'induttore, sia dall'ingresso. Si analizzino i circuiti equivalenti nelle fasi di ON e di OFF rappresentati in figura 2.9, mentre per quanto riguarda l'andamento della corrente e della tensione sull'induttore si ipotizzi come in figura 2.10.

ON



OFF

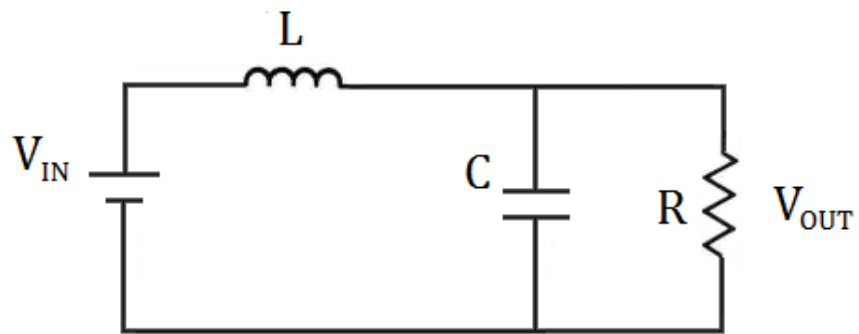


Figura 2.9 - Circuiti equivalenti nelle fasi ON/OFF del boost

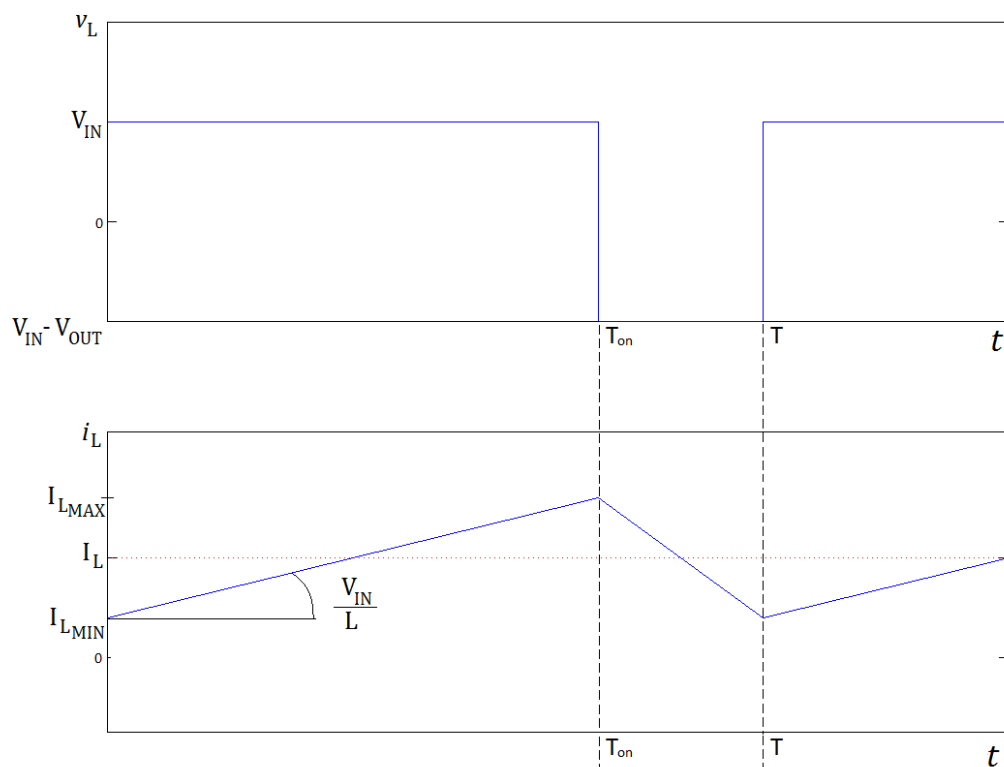


Figura 2.10 - Tensione e corrente sull'induttore

Durante la fase di ON (interruttore chiuso) la tensione sull'induttore è pari a:

$$v_L = V_{IN}$$

quindi la corrente sull'induttore (i_L) è data dalla relazione:

$$\frac{v_L}{L} = \frac{di_L}{dt}$$

La corrente sul condensatore invece è data dalla relazione:

$$i_C = -\frac{V_{OUT}}{R}$$

Le relazioni che si ottengono nella fase di OFF (interruttore aperto) sono:

$$v_L = V_{IN} - V_{OUT} = L \frac{di_L}{dt}$$
$$i_C = i_L - \frac{V_{OUT}}{R}$$

La relazione tra la tensione di ingresso di uscita caratteristica del convertitore boost è:

$$V_{OUT} = \frac{V_{IN}}{1 - D}$$

dove D è il duty cycle applicato all'interruttore.

Dimensionamento componenti

Il convertitore ha due modalità di funzionamento: se la corrente sull'induttore scorre senza mai annullarsi si ha un funzionamento continuo (CCM), altrimenti si dice che il funzionamento è di tipo discontinuo (DCM). Il convertitore opera in modo discontinuo quando il carico assorbe bassa corrente e in modo continuo a regimi di corrente di carico superiori. Il limite tra i modi discontinuo e continuo viene raggiunto quando la corrente dell'induttore cade a zero esattamente alla fine del ciclo di commutazione. Se si vuole che il convertitore funzioni in CCM o DCM

si dovrà scegliere un'induttanza maggiore o minore a quella critica. L'induttanza critica si ricava dalla relazione:

$$I_{LB} = \frac{TV_{OUT}}{2L} \rho(1 - \rho) \rightarrow L = \frac{TV_{OUT}}{2I_{LB}} \rho(1 - \rho)$$

Una volta fissato il valore desiderato per l'ondulazione della tensione d'uscita è possibile ricavare il valore della capacità che garantisca tale ondulazione. In accordo a gli schemi in figura 2.9 e considerando il funzionamento CCM, si ha:

$$\Delta V_{ripple} = -\left(-\frac{V_{OUT}}{RC}\right) \rho T \quad R = \frac{V_{OUT}}{I_{OUT}}$$

quindi:

$$C = \frac{V_{OUT}}{R \Delta V_{ripple}} \rho T$$

In questo caso quindi ΔV_{ripple} è un parametro di progetto. Ovviamente solo una capacità potenzialmente infinita garantirebbe ripple nullo.

2.4) Schema complessivo

Mettendo assieme i vari circuiti appena descritti si ottiene lo schema complessivo del sistema fotovoltaico che si andrà a modellare e simulare (figura 2.11).

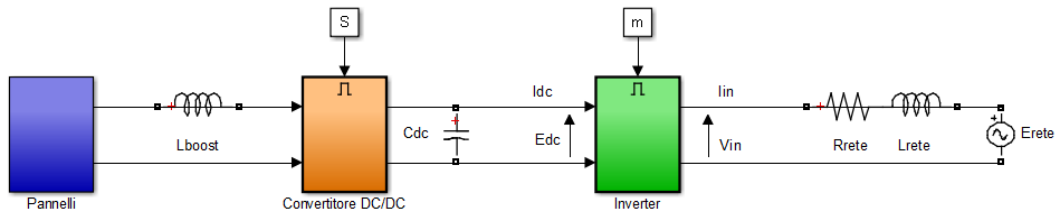


Figura 2.11 - Schema del sistema PV

Capitolo 3: Introduzione ai metodi MPPT

I cambiamenti climatici e l'aumento dei prezzi dei combustibili fossili in seguito all'aumento globale di domanda di energia, stanno spingendo la ricerca a focalizzarsi sullo sviluppo di risorse alternative. Una delle più promettenti sembra essere la radiazione solare la quale può essere convertita direttamente in energia elettrica grazie all'effetto fotovoltaico. Sfortunatamente, come per la maggior parte delle risorse energetiche alternative, il suo costo è decisamente più alto rispetto a quello prodotto dai combustibili fossili. La generazione di energia tramite il fotovoltaico è stata incoraggiata tramite incentivi messi a disposizione dai governi locali: grazie a questo supporto economico, negli ultimi anni c'è stata una proliferazione di impianti PV e si è ridotto drasticamente il costo per Watt oltre ad un aumento di efficienza dei pannelli. Nonostante ciò, la competitività rispetto alle classiche risorse non-rinnovabili rimane ancora bassa in mancanza di un supporto forte da parte della società. Maggiori miglioramenti dovrebbero essere ricercati e applicati in modo da rendere l'energia solare conveniente anche in assenza di incentivi locali.

L'efficienza di un impianto PV per una data condizione ambientale, dipende essenzialmente da due fattori. Il primo riguarda la tecnologia impiegata nella costruzione delle celle PV; la seconda riguarda la configurazione dell'algoritmo di controllo implementato nel convertitore a commutazione al quale sono collegati i pannelli. E' risaputo che il comportamento a bassa frequenza di un insieme di moduli PV può essere rappresentato da una caratteristica I-V, mentre il comportamento dinamico può essere trascurato in molte applicazioni. La forma della caratteristica è non lineare e dipende essenzialmente dalla temperatura e

dall'irraggiamento. Per una data condizione ambientale esiste un punto di lavoro nella curva, chiamato Maximum Power Point (MPP, punto di massima potenza), dove si ottiene la massima potenza erogabile in uscita, ottimizzando così il rendimento. Tuttavia, se ciascun pannello PV è collegato ad un proprio convertitore di potenza, conosciuto come Module Integrated Converter (MIC, convertitore integrato del modulo), sarebbe possibile migliorare ancora di più l'efficienza del sistema. Infatti, il controllo Maximum Power Point Tracker (MPPT) permette una riduzione delle perdite a causa del disaccoppiamento fra i pannelli, i quali possono trovarsi anche solo parzialmente in condizioni di ombra.

L'inseguimento del massimo punto di potenza di un insieme di pannelli fotovoltaici è una parte essenziale del sistema PV. Per questo molti metodi di inseguimento dell'MPP sono stati sviluppati e implementati nel corso degli anni. Questi metodi variano in termini di complessità, sensoristica, velocità, costo, range di efficacia, implementazione hardware e popolarità. Variano dal metodo più ovvio (ma non per questo inefficace) al più creativo (non necessariamente il più efficace). Il numero di pubblicazioni per anno sugli MPPT è aumentato notevolmente nell'ultimo decennio e rimane ancora in aumento.

3.1) Descrizione delle principali tecniche MPPT

La tesi sviluppata cerca di indagare le prestazioni di alcuni algoritmi MPPT. Di seguito vengono descritti i principali metodi MPPT utilizzati e che verranno poi implementati, simulati e confrontati via software.

Tecniche Perturbation and Observation (P&O) e Hill-Climbing

Fra tutte le pubblicazioni raccolte, molta attenzione è stata riservata al metodo di *Hill Climbing* e al metodo *Perturba e Osserva (P&O)*. Il primo metodo introduce una perturbazione nel duty cycle (ρ) del convertitore di potenza mentre il secondo perturba la tensione del sistema PV. Nel caso in cui il sistema PV sia connesso ad un convertitore di potenza, variare il duty cycle significa variare la corrente prodotta e di conseguenza anche la tensione del sistema. I due metodi sono due modi differenti di visualizzare lo stesso criterio fondamentale.

Dalla figura 3.1 si può vedere che incrementando (o decrementando) la tensione, la potenza aumenta (o diminuisce) quando si opera a sinistra del MPP mentre diminuisce (aumenta) quando si opera alla destra del MPP. Quindi se c'è un aumento di potenza, la successiva variazione deve essere mantenuta come la precedente in modo da raggiungere il MPP, mentre se si nota una diminuzione di potenza, la successiva variazione deve essere in direzione opposta rispetto alla precedente. In questo modo possiamo trovare il picco di massima potenza (P_{mpp}) e quindi calcolare la tensione corrispondente (V_{mpp}).

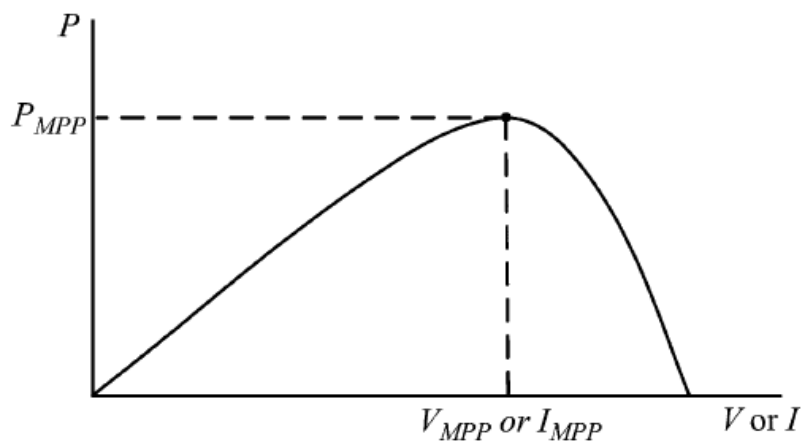


Figura 3.1 - Caratteristica P-V di un insieme di pannelli

Questo algoritmo è riassunto in tabella 1 e, dato che il campionamento viene effettuato solo una volta per ogni ciclo di commutazione, questo algoritmo può essere utilizzato anche quando si osservano i valori istantanei (invece che quelli medi) di tensione e corrente del sistema. Il processo viene ripetuto periodicamente fino a che non viene raggiunto il MPP: il sistema poi oscillerà attorno a quel punto.

Perturbazione	Variazione in Potenza	Perturbazione successiva
Positiva	Positiva	Positiva
Positiva	Negativa	Negativa
Negativa	Positiva	Negativa
Negativa	Negativa	Positiva

Tabella 1 - Algoritmo P&O

Il difetto maggiore del P&O/Hill-climbing sono deviazioni occasionali dal punto di massima potenza in caso di rapida variazione delle condizioni atmosferiche, come delle nuvole di passaggio (vedi figura 3.2). Partendo dal punto A, se la condizione atmosferica rimane approssimativamente costante, una perturbazione ΔV nella tensione PV porterà il punto di lavoro in B e la perturbazione dovrà essere invertita a causa del calo di potenza. Tuttavia se l'irradiazione aumenta e sposta la curva da P_1 a P_2 all'interno del periodo di campionamento il punto di lavoro si muoverà da A a C in cui si nota un aumento della potenza e quindi la perturbazione dovrebbe essere mantenuta nella stessa direzione. Conseguentemente il punto di lavoro diverge dal MPP e continuerà a divergere se l'irradiazione aumenta costantemente. Per assicurarsi che il MPP venga raggiunto anche sotto queste condizioni bisogna utilizzare un metodo P&O, dove viene comparata la potenza attuale con le due precedentemente misurate prima di prendere una decisione sul verso della perturbazione.

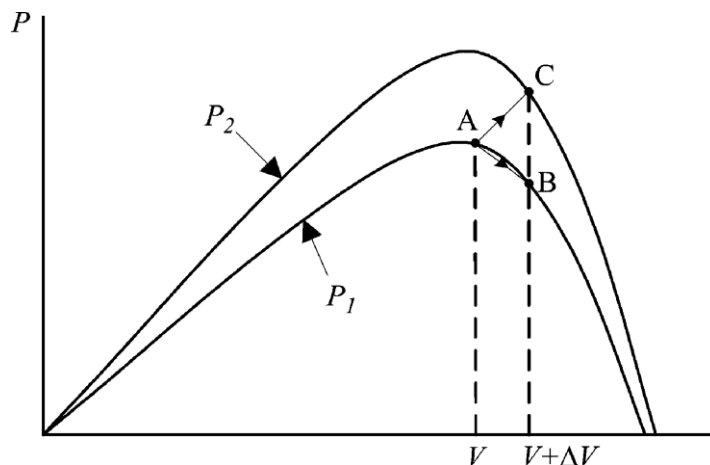


Figura 3.2 – Divergenza del metodo Hill climbing/P&O dal MPP

Inoltre, è importante scegliere la giusta dimensione della perturbazione per ottenere buone performance in entrambe le risposte, dinamiche e stazionarie. L'oscillazione può essere minimizzata riducendo la dimensione della perturbazione; tuttavia una

perturbazione troppo piccola rallenta l'inseguimento del punto MPP. Una soluzione a questo conflitto consiste nell'avere una perturbazione variabile che diventa di dimensioni sempre più ridotte in prossimità del punto MPP. Per rendere possibile questa taratura può essere introdotta una tecnica Hill-climbing modificata, dove un regolatore automatico varia la dimensione del gradino della perturbazione, portandola ad un grande valore quando la potenza cambia in un grande range, dovuto principalmente ai cambiamenti climatici, in modo da soddisfare la richiesta di una veloce risposta durante il transitorio. Inoltre, il controllore è progettato in maniera tale che quando la variazione di potenza è minore o uguale al limite inferiore, il controllore interpreta il sistema come stazionario e diminuisce la perturbazione. In modo più semplice, la dimensione del gradino può essere tenuta proporzionale alla variazione di potenza misurata tra i due istanti di campionamento.

In un contesto simile sono state introdotte anche tecniche come l'Adaptive P&O e il Predictive and Adaptive MPPT P&O. Nel primo metodo, invece che la V_{mpp} , viene dato maggior rilievo alla perturbazione di tensione ΔV . Nel secondo metodo viene considerato invece una perturbazione standard del duty cycle $\Delta \rho$ che diminuisce linearmente all'aumentare della potenza estratta dal pannello PV. Il diagramma presente in figura 3.3 riassume il funzionamento dell'algoritmo P&O.

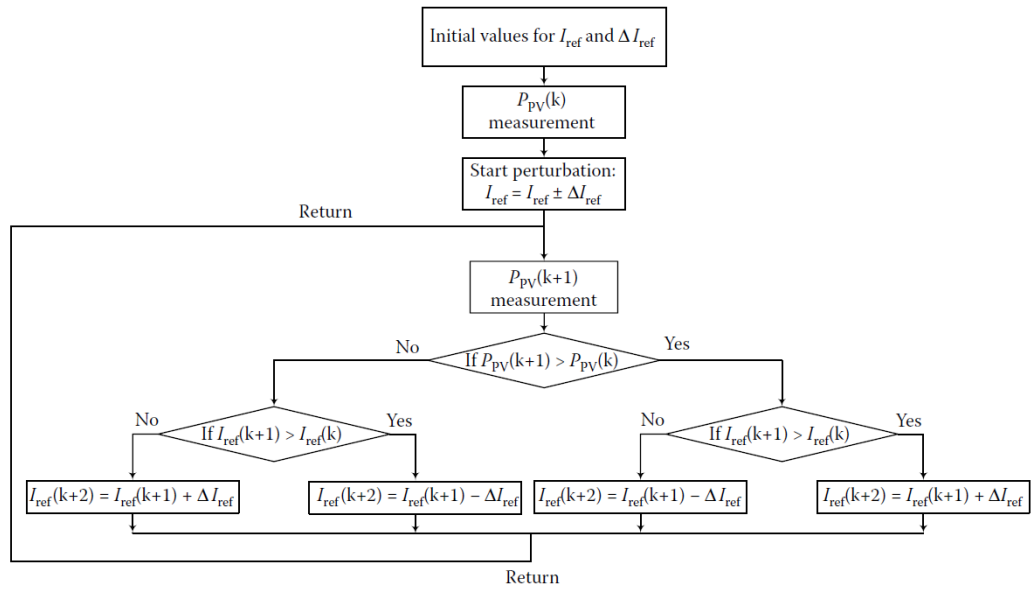


Figura 3.3 - Flowchart del metodo MPPT P&O

Tecnica della conduttanza incrementale

Il metodo della conduttanza incrementale (in inglese “Incremental Conductance”, abbreviato in *Inc-Cond*) si basa sul fatto che la pendenza della curva di potenza PV è zero al MPP, positiva sulla sua sinistra e negativa sulla destra.

$$\begin{cases} dP/dV = 0, & \text{sul MPP} \\ dP/dV > 0, & \text{a sinistra del MPP} \\ dP/dV < 0, & \text{a destra del MPP} \end{cases}$$

Per un sistema PV, la derivata della potenza in uscita rispetto alla tensione è espressa come:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

Allora possiamo riscrivere le derivate precedenti come:

$$\begin{cases} \Delta I/\Delta V = -I/V, & \text{sul MPP} \\ \Delta I/\Delta V > -I/V, & \text{a sinistra del MPP} \\ \Delta I/\Delta V < -I/V, & \text{a destra del MPP} \end{cases}$$

Quindi, il MPP può essere tracciato comparando la conduttanza istantanea (I/V) con la conduttanza incrementale ($\Delta I/\Delta V$) come mostrato in figura 3.4.

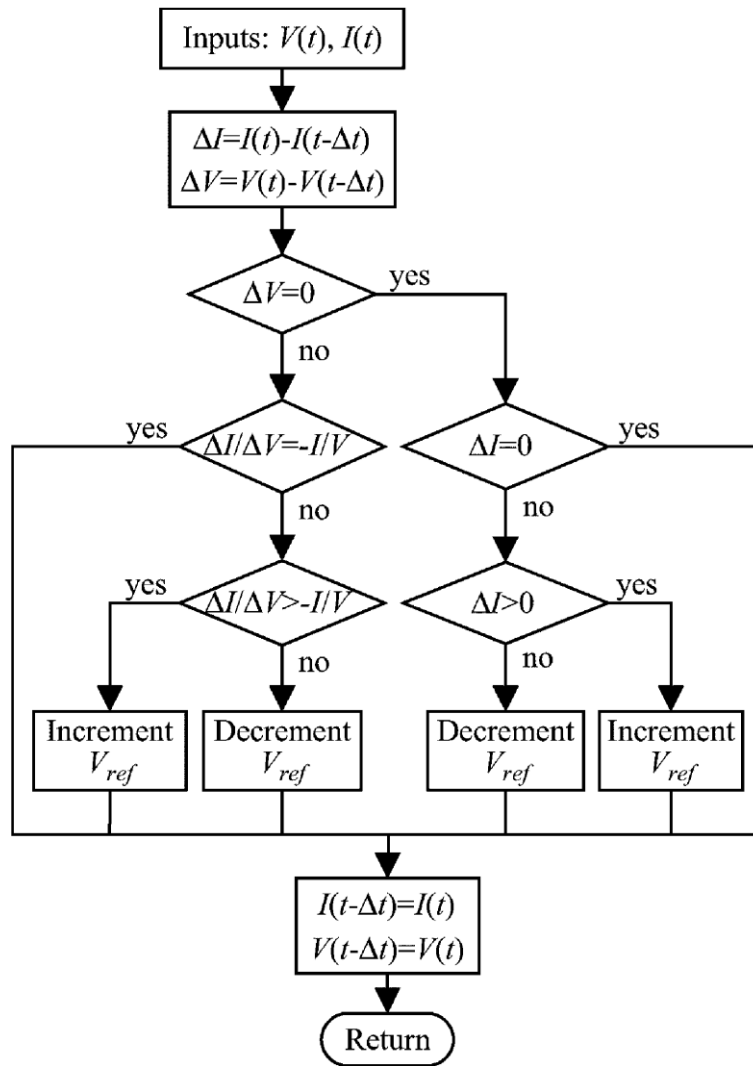


Figura 3.4 - Flowchart dell'algoritmo Inc-Cond

La tensione V_{ref} è quella di riferimento alla quale il sistema PV è forzato a lavorare. All'MPP V_{ref} coincide con V_{mpp} . Una volta che il MPP viene raggiunto, il funzionamento del sistema PV viene mantenuto su questo punto a meno che non si noti una variazione ΔI , segno di un cambiamento delle condizioni atmosferiche. In quel caso l'algoritmo aumenterà o diminuirà V_{ref} in modo da inseguire il nuovo MPP. La dimensione dell'incremento determina quanto velocemente il MPP sarà inseguito; tracciamenti veloci possono essere ottenuti con incrementi maggiori ma il sistema potrebbe non operare esattamente nel punto MPP ma oscillargli attorno come mostrato in figura 3.5.

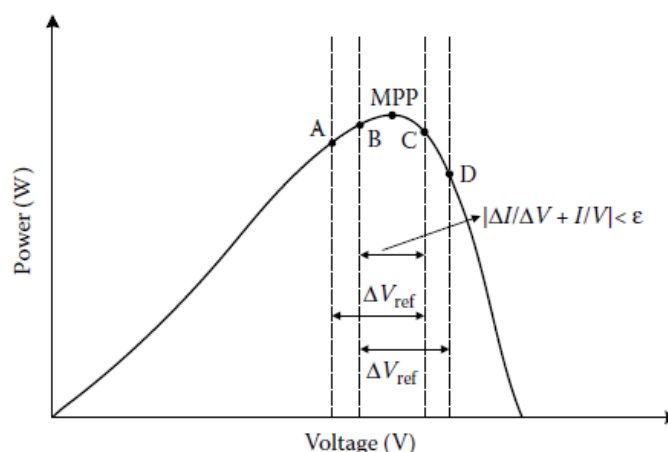


Figura 3.5 - Traiettoria del punto di lavoro nell'Inc-Cond MPPT

Un meno ovvio ma efficace modo per realizzare la tecnica Inc-Cond è quello di usare la conduttanza istantanea anziché quella incrementale per generare il segnale di errore:

$$e = \frac{I}{V} + \frac{dI}{dV}$$

Da questa espressione sappiamo che e va a zero al MPP. Un semplice regolatore proporzionale integrale (PI) può essere utilizzato per mandare il segnale a zero.

Le misurazioni della tensione istantanea PV e della corrente richiedono due sensori. Il metodo Inc-Cond si adatta bene al controllo con DSP e microcontrollori, i quali possono facilmente tenere traccia dei precedenti valori di tensione/corrente e formulare una decisione come mostrato in figura 3.4.

Questa tecnica ha la stessa efficienza del P&O e buon rendimento sotto cambi repentini di condizioni ambientali. Anche qui troviamo però lo stesso problema riguardo alla scelta della perturbazione, a cui si è cercato di porre rimedio considerando ampiezze variabili, ma ciò richiede una circuiteria di controllo più complessa.

3.2) Confronto fra tecniche MPPT

Con così tante tecniche MPPT disponibili ad un utilizzatore di sistemi PV, può non essere ovvio quale si comporta nel miglior modo per l'applicazione necessaria. Gli aspetti fondamentali di una tecnica MPPT sono presi in considerazione qui di seguito.

Implementazione e tipo di circuito

La circuiteria utilizzata negli MPPT può essere di due tipi, analogica o digitale. La facilità di implementazione è un fattore importante nella decisione di quale tecnica MPPT usare. Questa dipende largamente dalle conoscenze proprie dell'utilizzatore: alcuni potrebbero essere più familiari con circuiti analogici (utilizzati in metodi quali *Fractional I_{sc} o V_{oc} , RCC, Load Current o Voltage Maximization*), altri invece preferiscono la circuiteria digitale, anche se può richiedere l'uso di software e di programmazione. Bisogna poi tener conto che ci sono alcune tecniche che possono essere applicate a sole specifiche topologie di sistema.

Sensori

Il numero di sensori richiesti per l'implementazione della tecnica MPPT incide sulla decisione. Il più delle volte è più facile e affidabile misurare una tensione che una corrente. Inoltre i sensori di corrente sono spesso costosi e ingombranti. Questo potrebbe essere sveniente in sistemi che sono costituiti da diverse sezioni di pannelli PV con MPPT separati. In questi casi può essere saggio usare metodi MPPT che richiedono un solo sensore o che possono stimare la corrente dalla tensione. E' inoltre raro trovare un sensore in grado di misurare il livello di irradiazione come richiesto nei metodo di controllo lineare di corrente e metodi di computazione I_{mpp} e V_{mpp} .

Strategia di controllo

Le strategie di controllo possono essere di due tipi: controllo indiretto e controllo diretto. Tecniche di controllo indiretto sono basate sull'uso di un database che include parametri e dati come le curve caratteristiche di un pannello per differenti condizioni o le formule matematiche per la stima del MPP. La strategia a controllo

diretto, invece, può cercare il MPP direttamente considerando le variazioni dei punti di lavoro del pannello PV senza alcuna conoscenza a priori della caratteristica. A sua volta possiamo dividere questa strategia in due tipologie, come i metodi a campionamento e a modulazione. Nei primi viene fatto un campionamento della tensione e della corrente del pannello. Il campionamento comprende anche P , dP/dV e dI/dV . Raccogliendo le informazioni dai campioni precedenti e attuali, viene tracciato il luogo del MPP. Nei metodi di modulazione, il MPP può essere tracciato generando automaticamente un controllo in retroazione. In questa tesi il controllo sarà prevalentemente di tipo indiretto, basato su caratteristiche I-V precalcolate e modellizzate.

Numero di variabili di controllo

Per le applicazioni MPPT vengono solitamente scelte due variabili di controllo tra tensione, corrente, irraggiamento solare, temperatura ecc.

In base al numero di variabili che necessitano di essere rilevate, le tecniche MPPT possono essere classificate in tipologie a una variabile o a due. E' più semplice ed economico implementare sensori di tensione piuttosto che di corrente, i quali sono complessi, costosi e quindi poco convenienti nei sistemi fotovoltaici.

Costi

Qualche applicazione richiede MPPT precisi in cui il costo non è un problema, come nei veicoli solari, nelle industrie, nei grandi complessi residenziali. Ma alcuni sistemi, come piccole applicazioni residenziali, sistemi di irrigazione, ecc., necessitano di una più semplice ed economica tecnica MPPT. Applicazioni costose generalmente utilizzano sistemi più complessi ed avanzati, poiché la precisione e la velocità di risposta divengono prioritari. Considerando quanto appena detto, le tecniche MPPT sono classificate prendendo in considerazione il costo complessivo per la progettazione del circuito MPPT. E' veramente difficile rendere disponibile un esatto resoconto dei costi di ogni tecnica MPPT a causa della mancanza di informazioni dettagliate. Tuttavia, un buon confronto dei costi può essere fatto distinguendo se la tecnica è digitale o analogica, se richiede software, tarature, e il

numero di sensori di cui ha bisogno. L'implementazione analogica è generalmente più economica di quella digitale che richiede solitamente dei microcontrollori da programmare. L'assenza di sensori di corrente riduce considerevolmente i costi.

Produzione di MPPT, applicazioni e calcolo dell'efficienza

Alcune applicazioni standard delle tecniche MPPT sono i sistemi di pompaggio dell'acqua, i veicoli solari (automobili, aerei), l'alimentazione dei satelliti, i sistemi di alimentazione connessi e sconnessi dalla rete, piccole applicazioni elettroniche (come i carica batterie mobili). Ottenere il massimo del profitto da un sistema PV connesso alla rete richiede la conoscenza dell'efficienza dei moduli PV e dell'inverter. L'efficienza di un MPPT si calcola come segue:

$$\eta_{MPPT} = \frac{P_{pv}}{P_{mpp}} \times 100$$

Capitolo 4: Implementazione circuito su software Simulink

Descritto il modello circuitale per verificarne la correttezza lo si deve implementare in un programma di simulazione, in questo caso Matlab-Simulink.

Matlab (abbreviazione di Matrix Laboratory) è un ambiente per il calcolo numerico e l'analisi statistica che comprende anche l'omonimo linguaggio di programmazione creato da The MathWorks®. Matlab consente di manipolare matrici, visualizzare funzioni, dati, implementare algoritmi, creare interfacce utente e scambiare informazioni con altri programmi. Matlab è usato nell'industria, nelle università e funziona su diversi sistemi operativi, tra cui Windows, Mac OS, GNU/Linux e Unix.

Simulink è un tool di Matlab che permette di modellare, simulare e analizzare il comportamento di sistemi dinamici anche complessi. La sua interfaccia si basa sull'utilizzo di blocchi interconnessi tra loro con la possibilità di usare variabili definite in Matlab.

4.1) Modello del pannello fotovoltaico e scelta inverter

Come piattaforma per il confronto degli algoritmi MPPT si decide di creare un sistema fotovoltaico che sia il più semplice e corretto possibile. Innanzitutto si modella il pannello fotovoltaico. Seguendo il circuito equivalente mostrato in figura 2.1 e le formule relative ai vari parametri discussi nel capitolo 2.1, si procede con la definizione della curva I-V in grado di rappresentare il comportamento del pannello alle STC. Per rendere il modello più realistico è stato scelto come

riferimento un pannello attualmente in commercio: il modulo E20/435 della SunPower®, le cui caratteristiche sono riassunte in figura 4.1.

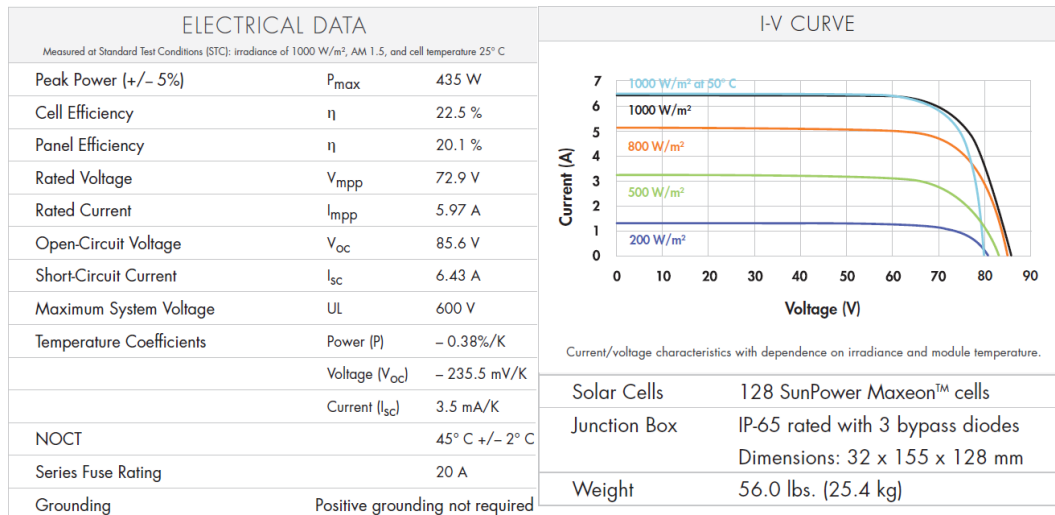


Figura 4.1 - Datasheet SunPower® E20/435

Una volta ricavati i parametri essenziali, si può costruire la curva I-V in Simulink tramite un blocco Lookup Table inserendo punto per punto le corrispondenti correnti e tensioni ricavate dalle espressioni di I_{ph} e I_{pv} (vedi capitolo 2.1) risolte da un apposito script scritto su Matlab. Nello script, visualizzato in tabella 2, è infatti possibile impostare i valori dei diversi parametri del pannello e della condizione ambientale per la quale si vuole trovare la caratteristica: imponendo un valore di I_{pv} , cioè l'input della Lookup Table, il software fornisce come risultato la corrispondente V_{pv} .

```
%---PARAMETRI DEL PANNELLO ALLE STC (VEDI DATASHEET)---
Gref= 1000; %Irraggiamento
Tref= 298.15; %Temperatura
Voc= 85.6; %Tensione a vuoto
Isc= 6.43; %Corrente di cortocircuito
Imp= 5.97; %Corrente al MPP
Vmpp= 72.9; %Tensione al MPP

%---PARAMETRI DELLA CELLA FOTOVOLTAICA---
q= 1.6022e-19; %Carica dell'elettrone
k= 1.3807e-23; %Costante di Boltzmann
u= 3.5e-3; %Coefficiente di temperatura di Isc
```

```

T= 298.15; %Temperatura diversa?
G= 800; %Irraggiamento diverso?
Rs= 0.00227; %Resistenza in serie
Rsh= 1206.25; %Resistenza in parallelo
n= 1.263; %Fattore di idealità
Ns= 128; %Numero di celle in serie
Np= 1; %Numero di celle in parallelo

%---APPLICAZIONE DELLE FORMULE PER LA LOOKUP TABLE---
Vt= (k*T)/q; %Tensione termica
Iph= (G/Gref)*(Isc+u*(T-Tref)); %Fotocorrente (=Isc)
I0= Iph/(exp((q*Voc)/(n*Ns*k*T))-1); %Corrente di saturazione

%Valore in ingresso di Ipv:
Ipv= 2.5;

%Il corrispondente valore Vpv in uscita è:
myfunction = @(Vpv) (Ipv-
Iph+I0*(exp((Np*Vpv+Ipv*Ns*Rs)/(n*Vt*Ns))-
1)+(Vpv*Np+Ns*Rs*Ipv)/(Rsh*Ns*Np));

Vpv_sol=fzero(myfunction,0)

```

Tabella 2 - Script per il calcolo della caratteristica I-V

Per confrontare in seguito le prestazioni degli algoritmi MPPT sono state implementate 3 caratteristiche differenti in base al valore di irraggiamento: la prima è calcolata con il valore standard di $G= 1000 \text{ W/m}^2$, la seconda segue le condizioni nominali a $G= 800 \text{ W/m}^2$, mentre la terza tiene conto di un cielo nuvoloso con un basso valore di irraggiamento pari a $G= 500 \text{ W/m}^2$. I valori che si ottengono sono riportati in tabella 3 (risaltano in grassetto i punti corrispondenti ai diversi MPP) e riproducono con buona approssimazione la caratteristica reale del pannello riportata anche sul datasheet.

	$G=1000\text{ W/m}^2$		$G=800\text{ W/m}^2$		$G=500\text{ W/m}^2$	
$I_{pv}\text{ (A)}$	$V_{pv}\text{ (V)}$	$P_{pv}\text{ (W)}$	$V_{pv}\text{ (V)}$	$P_{pv}\text{ (W)}$	$V_{pv}\text{ (V)}$	$P_{pv}\text{ (W)}$
0	85.6	0	85.6	0	85.6	0
0.5	85.11	43	85	43	84.75	42
1	84.6	84.6	84	84	83.76	84
1.5	84.1	126	83.7	125	82.55	124
2	83.47	167	82.97	166	80.98	162
2.3	83.1	191	82.5	190	79.7	183
2.5	82.8	207	82.1	205	78.62	197
2.8	82.4	231	81.5	228	76.28	214
3	82.12	246	81	243	73.48	220
3.15	81.9	258	80.7	254	68.45	216
3.22	81.8	263	80.57	259	0	0
3.5	81.3	285	79	279		
4	80.4	321	78	312		
4.5	79.3	357	75.66	340		
4.8	78.5	377	72.96	350		
5	77.9	389	69.28	346		
5.14	77.4	398	0	0		
5.5	75.97	418				
5.97	72.91	435				
6.2	69.96	434				
6.3	67.6	426				
6.43	0	0				

Tabella 3 - Valori delle curve I-V del pannello

Il pannello di Tabella 3 vanta una delle più alte efficienze fino ad ora raggiunte ($\eta = 22.5\%$) grazie a una particolare cella brevettata, la Maxeon™ Cell. A differenza delle celle convenzionali, la Maxeon™ non presenta alcuna struttura in metallo sulla faccia esposta alla luce in modo da aumentarne la superficie utile all'assorbimento e, per garantirne la robustezza, si basa su uno strato di rame spesso anziché sottili strati di metallo (vedi figura 4.2). Il calcolo del Fill Factor, pari a:

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{sc}} = \frac{72.9 \cdot 5.97}{85.6 \cdot 6.43} = 0.79$$

conferma la qualità della cella.

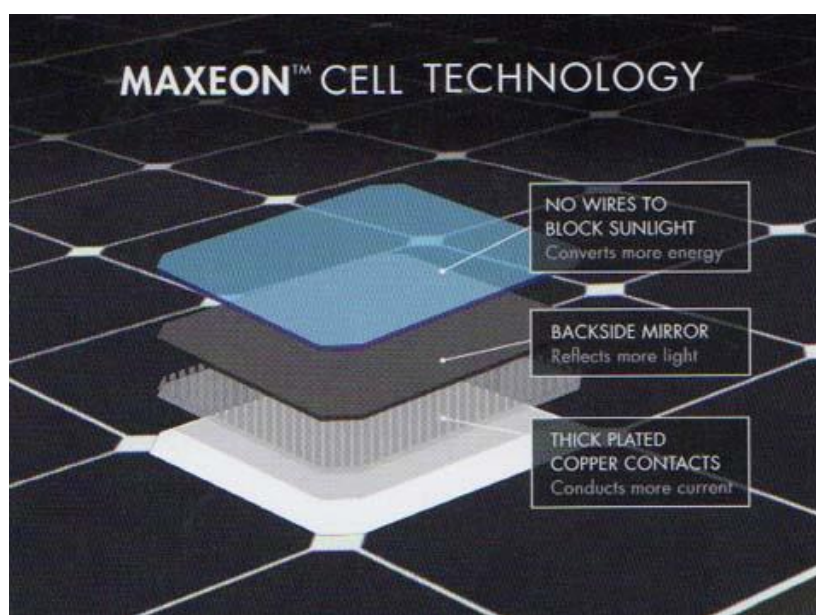


Figura 4.2 - Particolare della cella Maxeon™

Diversi sono i moduli messi in commercio dalla casa produttrice per poter affrontare qualsiasi tipo di richiesta in potenza. Il modulo preso in esame è uno dei più potenti, in grado di fornire al punto di massima potenza ben 435W. Nel tentativo di realizzare un modello realistico, si è pensato di produrre una potenza di circa 2 kW, ideali per applicazioni domestiche. Per questo si è scelto di utilizzare un inverter fotovoltaico per l'immissione diretta in rete capace di produrre tale potenza. Nel nostro modello l'inverter non sarà trattato nel dettaglio, ma verranno considerate solo le equazioni generali che ne rispecchiano il comportamento. Tuttavia il modello è basato su un dispositivo commerciale per avere un più stretto legame con la realtà applicativa. Si è scelto un inverter della serie Syrio EASY 2000 dell'azienda AROS particolarmente indicato per le installazioni residenziali o commerciali di piccola taglia per via della sua leggerezza e compattezza inoltre grazie agli ampi range di tensione e di corrente in ingresso, ha una congeniale collocazione in impianti con stringhe di dimensioni ridotte. Le caratteristiche utili al dimensionamento del nostro sistema sono riassunte in figura 4.3. Nella realtà questo tipo di inverter comprende già al suo interno un convertitore DC/DC e dei sistemi MPPT: in questa tesi si considererà il progetto di tali elementi a parte, come

se fossero esterni. I parametri di ingresso dell'inverter sono da intendersi quindi come parametri d'ingresso al convertitore.

MODELLO		Sirio EASY 2000
Potenza nominale corrente alternata		2000W
Potenza massima corrente alternata		2000W
INGRESSO		
Tensione continua massima in circuito aperto		500Vcc
Intervallo MPPT, range di funzionamento		100÷450Vcc
Intervallo MPPT a piena potenza		200÷450Vcc
Intervallo di esercizio		100÷500Vcc
Corrente di ingresso massima		11Acc
Tensione di avvio del sistema		90Vcc
Tensione di soglia per l'erogazione verso rete		150Vcc
Tensione per lo spegnimento		60Vcc
Tensione di Ripple		<3%
Numero di ingressi		1
Numero di MPPT		1
Connettori C.C.		Tipo MC4 o compatibile
USCITA		
Tensione di esercizio		230Vca
Intervallo operativo		184÷276Vca ⁽¹⁾
Intervallo per la massima potenza		200÷276Vca ⁽¹⁾
Intervallo di frequenza		47,5÷51,5Hz ⁽¹⁾
Intervallo di frequenza impostabile		47÷52Hz ⁽¹⁾
Corrente nominale		8,7Aca
Corrente massima		10Aca
Componente continua immessa in rete		<43mA
Distorsione armonica (THDi)		<4%
Fattore di potenza		da 0,9 ind. a 0,9 cap. ⁽¹⁾
Connettori C.A.		Connettore Wieland RST25
SISTEMA		
Rendimento massimo		97,20%
Peso		11Kg
Dimensioni (LxPxH)		323x127,5x560mm

Figura 4.3 - Datasheet Sirio EASY 2000

4.2) Modello convertitore DC/DC e dimensionamento dell'impianto

Il convertitore DC/DC è posto fra il pannello e l'inverter. Il suo scopo è quello di adattare (innalzare) la tensione in ingresso, generata dai pannelli, ad un livello adeguato per il corretto funzionamento dell'inverter fotovoltaico. Essendo il sistema monofase, la tensione che si vuole ottenere è pari a $E_{DC} > 230 * \sqrt{2} \approx 400V$. Per questo viene utilizzato un convertitore boost (o step-up) come spiegato nel capitolo 2.3. Supponendo un utilizzo reale del modello, si procede con il dimensionamento dei componenti che caratterizzano il convertitore: innanzitutto

l'interruttore dovrà essere in grado di sostenere ai suoi capi una tensione di 400V. Per svolgere questo ruolo ci si può basare su dei dispositivi IGBT, in grado di sostenere tensioni elevate mantenendo un'alta velocità di commutazione (20 kHz). Ipotizzando una modalità di funzionamento continua (CCM), si procede con il dimensionamento dei componenti reattivi seguendo le formule riportate precedentemente. Per l'induttanza, il valore massimo limite si ha quando il duty cycle è pari a $\rho = 0.5$ e la corrente limite coincide con quella massima ammissibile in ingresso all'inverter ($I_{LB} = 11A$). Di conseguenza l'induttanza L dovrà essere maggiore di $227\mu H$ che viene sovradimensionata ad un valore commerciale di $240\mu H$. Per quanto riguarda il condensatore, viene imposto un valore non troppo basso ($C = 470\mu F$), in modo da avere un ripple accettabile sulla tensione del bus DC.

Si progetta ora il numero di moduli fotovoltaici che dovranno essere collegati in serie e in parallelo ($N_{m,s}$ e $N_{m,p}$) per fornire i giusti livelli di tensione e corrente. Volendo una corrente più abbondante rispetto ai circa 6 ampere forniti dal pannello e considerando come limite massimo quella accettabile dall'inverter (dato presente su catalogo), si sceglie:

$$N_{m,p} = \frac{I_{max}}{I_{mpp}} = \frac{11}{5.97} \approx 2$$

Per raggiungere una fornitura di 2 kW (utenza casalinga) basta generare una tensione di $2000 \div (6 \cdot 2) = 167$ V, quindi si dovranno collegare in serie questo numero di moduli:

$$N_{m,s} = \frac{V_{max}}{V_{mpp}} = \frac{167}{72.9} \approx 3$$

Questi dati riportati rappresentano il numero di moduli e devono essere usati come fattori moltiplicativi nei dati usati nelle Lookup Table per definire le caratteristiche I-V. Nelle formule in cui sono richiesti il numero di celle si dovrà considerare che il singolo modulo presenta 128 celle in serie, quindi: $N_s = 128$ $N_p = 1$

4.3) Modello del sistema fotovoltaico

Occupiamoci ora di trovare le equazioni essenziali del nostro sistema PV. Dallo schema complessivo di fig. 2.11 si ricavano le equazioni caratterizzanti il nostro sistema sono:

- Per l'inverter:

$$\begin{cases} V_{in} = mE_{DC} \\ I_{DC} = mI_{in} \end{cases} \quad m \in [-1,1]$$

- Per la rete:

$$V_{in} = R_{rete}I_{rete} + L_{rete} \frac{dI_{rete}}{dt} + e_{rete}$$

dove i valori dell'impedenza di rete, basandosi su dati realistici, sono pari a $R = 0.307 \, \Omega$ e $L = 1.92 \, \text{mH}$;

- Per il convertitore:

$$\begin{cases} I_{boost} = SI_{PV} = (1 - D)I_{PV} \\ V_{boost} = SE_{DC} = (1 - D)E_{DC} \end{cases} \quad D \in [0,1] \quad \begin{cases} L_{boost} \frac{dI_{PV}}{dt} = V_{PV} - V_{boost} \\ C_{DC} \frac{dE_{DC}}{dt} = I_{boost} - I_{DC} \end{cases}$$

- Per il pannello:

$$I_{PV} = f(V_{PV})$$

dove f è una funzione che dipende dal numero di moduli e viene ricavata direttamente dalla caratteristica I-V dei pannelli grazie al blocco Lookup Table definito in precedenza.

Seguendo le equazioni e applicando la trasformata di Laplace si ottiene uno schema a blocchi come quello in figura 4.4.

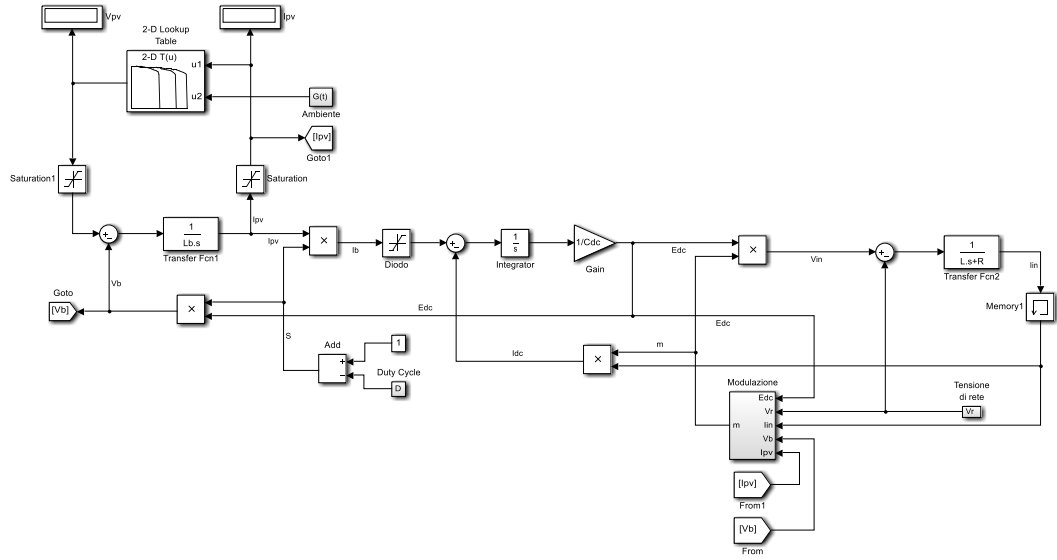


Figura 4.4 - Modello del sistema PV

I due convertitori, il DC/DC e l'inverter, vengono comandati da due differenti leggi di modulazione. Il primo viene controllato regolando il Duty Cycle (D) del dispositivo switching al suo interno tramite gli algoritmi MPPT. L'inverter, invece, grazie alla variabile m si adatta alle variazioni della tensione prodotta dai pannelli in modo da mantenere costante la tensione al suo ingresso E_{DC} . La variabile m è scelta in modo da controllare la potenza attiva e reattiva fornita alla rete. Supponendo un carico puramente resistivo il fattore di potenza è pari a 1 e la potenza reattiva è zero, mentre quella attiva è:

$$P = \frac{1}{2} e_{reteMAX} I_{inMAX} \rightarrow I_{inMAX} = \frac{2P}{e_{reteMAX}}$$

Dato che il fattore di potenza è 1, la corrente di linea di riferimento si troverà ad essere in fase con la tensione di rete, quindi:

$$I_{inREF} = I_{inMAX} \frac{e_{rete}}{|e_{reteMAX}|}$$

La potenza in uscita P dovrà essere scelta in modo tale da mantenere costante la tensione in ingresso E_{DC} . Dal bilancio energetico si ricava:

$$\frac{d}{dt} \frac{1}{2} C_{DC} E_{DC}^2 = P_{boost} - P_{INV} = u \quad P_{INV} = R_{rete} I_{in}^2 + P_{in}$$

Da queste considerazioni si può realizzare lo schema che controlla gli interruttori interni dell'inverter (figura 4.5).

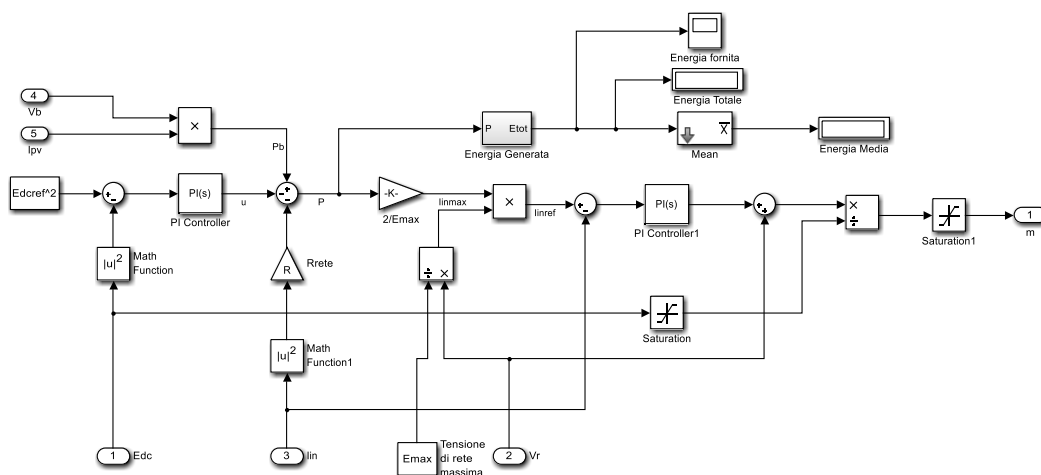


Figura 4.5 - Modello della legge di modulazione m

La tensione alternata della rete è stata simulata tramite un blocco di generazione dell'onda sinusoidale, come riportato in figura 4.6:

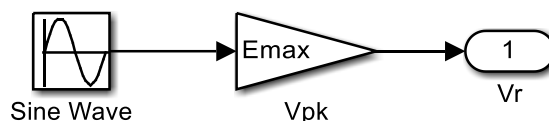


Figura 4.6 - Tensione di rete

4.4) Controllo MPPT

Una prima prova per testare la correttezza dello schema può essere effettuata con un valore fisso del Duty Cycle (fig. 4.7). Dopodiché si possono costruire degli altri schemi aggiungendo i sottosistemi MPPT che prendono come ingressi la tensione e la corrente provenienti dal pannello (V_{pv} , I_{pv}), li utilizzano per inseguire il punto di massima potenza e forniscono in uscita il Duty Cycle controllato.

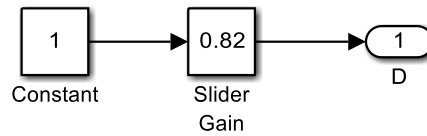


Figura 4.7 - Controllo manuale del Duty Cycle

Realizzazione Hill Climbing

Il primo algoritmo MPPT che si è voluto implementare è l'Hill Climbing descritto nel capitolo 3.1. Tramite l'utilizzo di switch e blocchi comparatori si sono realizzate le selezioni logiche del flowchart di figura 3.3. Per comandare la variabile D si è ragionato in questo modo: quando l'algoritmo richiede una corrente di riferimento maggiore o minore rispetto a quella attualmente misurata, una costante (fissata a $I_p = 0.1$ A) viene aggiunta o sottratta (fig. 4.10). Questa corrente sarà la nuova I_{pvref} : il segnale viene mandato in ingresso ad un anello di regolazione (fig. 4.11) che si occupa, tramite un regolatore P , di inseguire questo riferimento con le tensioni V_{pv} e V_{boost} come descritto dalle equazioni del sistema; il rapporto finale V_{boost}/E_{DC} fornisce infatti il valore della variabile di controllo dello switch ($S = 1 - D$). Nell'anello di regolazione sono stati inseriti dei blocchi di saturazione per evitare che i riferimenti superino valori realmente generabili. In particolare la corrente di riferimento non potrà mai superare quella massima sostenibile dal convertitore, pari a $I_{LB} = I_{max} = 11$ A, mentre la tensione V_{boost} sarà sempre minore della tensione del bus DC, $E_{DC} = 400$ V.

Si noti che è stata aggiunta una modifica rispetto all'algoritmo standard per quanto riguarda la parte di scelta del riferimento (fig. 4.9). Se la tensione è minore di un certo valore abbastanza piccolo (nel nostro caso $V_s = 5$ V), l'algoritmo forza la corrente di riferimento a diminuire (di una quantità $K_p = 3$ volte più grande di I_p per renderne più veloce la discesa), indipendentemente dalla potenza estratta. Questa scelta obbligata è stata introdotta perché a seguito di un brusco abbassamento di radiazione G , la corrente di cortocircuito I_{sc} si abbassa ma l'algoritmo, non potendo calcolare istantaneamente il nuovo valore di I_{sc} , mantiene un riferimento alto che di fatto cortocircuita il pannello e manda la V_{pv} a zero con conseguente potenza

generata nulla. La modifica introdotta permette alla corrente di rientrare in un range di valori utili alla generazione di potenza e di uscire dalla condizione di cortocircuito.

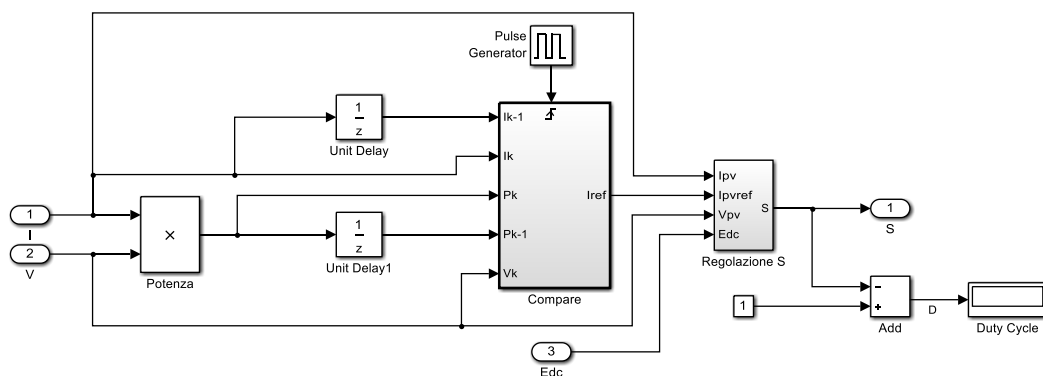


Figura 4.8 - Schema del sottosistema MPPT Hill Climbing

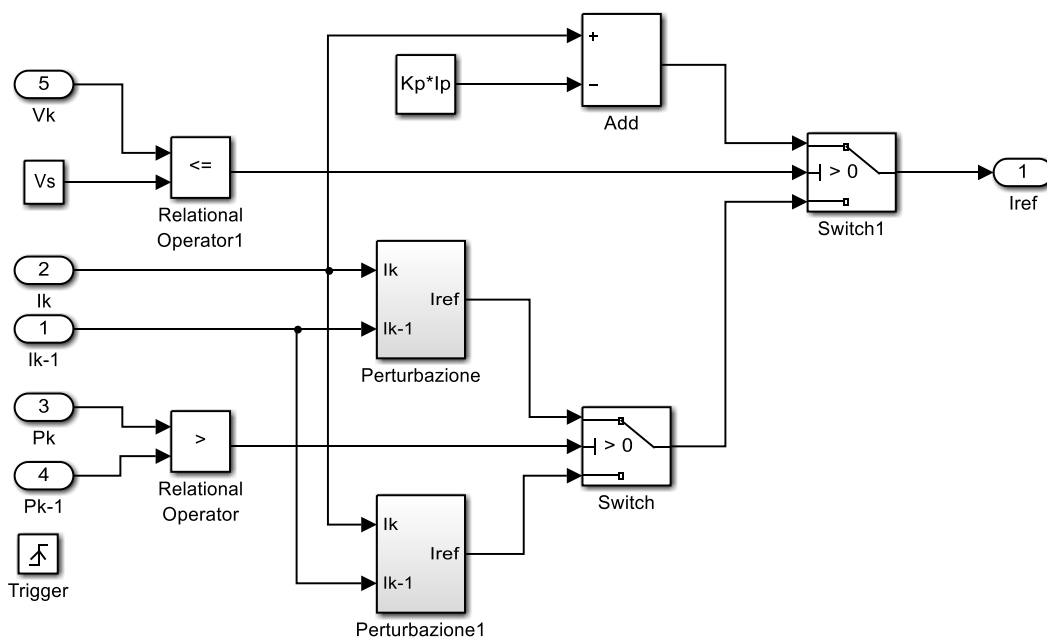


Figura 4.9 - Schema del sottosistema di confronto dell'algoritmo

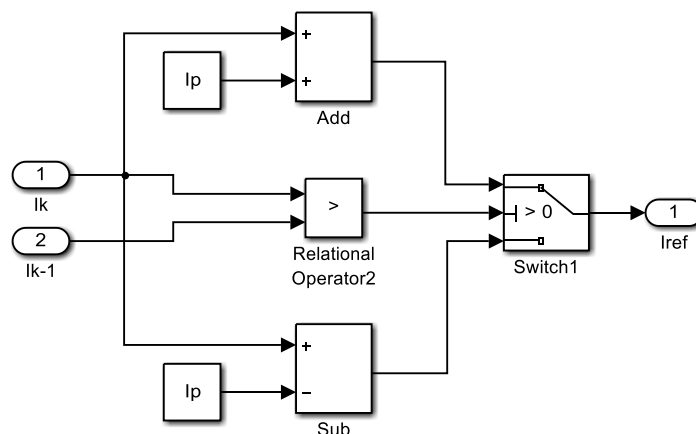


Figura 4.10 - Schema del sottosistema che crea la perturbazione

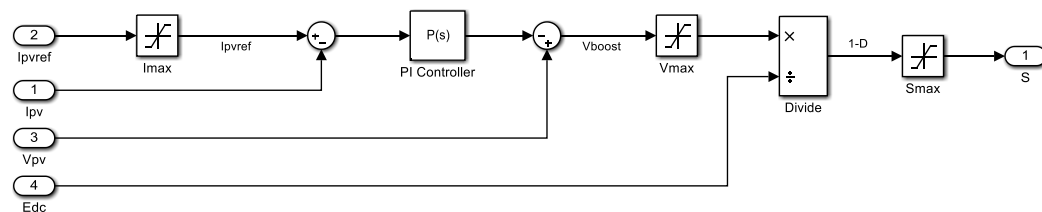


Figura 4.11 - Schema dell'anello di controllo della variabile S

Tutto il sistema lavora a intervalli discreti di tempo: le grandezze in ingresso vengono campionate ad intervalli di T_c secondi (tramite il blocco “Trigger” azionato da una modulazione PWM) e grazie all’utilizzo dei blocchi “UnitDelay” è possibile tenere memoria del loro valore all’intervallo precedente. Scegliendo un tempo di campionamento minore regolando il parametro T_c e quindi il blocco “Pulse Generator”, è possibile ottenere un inseguimento più raffinato e preciso, a scapito di un carico computazionale maggiore (fig. 4.8).

Realizzazione Incremental Conductance

Il metodo alternativo che si vuole confrontare è quello della conduttanza incrementale descritto nel capitolo 3.1. Si è optato per una implementazione tramite uno script scritto in linguaggio C piuttosto che utilizzare i blocchi logici di Simulink i quali avrebbero reso lo schema difficile da comprendere. Lo script visualizzato in tabella 4 segue il diagramma di figura 3.4: consiste in alcune selezioni logiche in

sequenza nelle quali si va ad aumentare o diminuire il riferimento di corrente di una certa quantità fissa ($I_p = 0.1$ A).

```
function Iref      = fcn(Ik,Ik1,Vk1,Vk,Ip)

%Parametri di verifica
Kp= 3;                %Ampiezza del riferimento in discesa
Vs= 5;                %Tensione di soglia

%Algoritmo di ricerca MPP
if (Ik-Ik1)==0
    if (Vk-Vk1)==0
        if (Ik < 0.1)
            Iref= Ik+(Kp*Ip);
        elseif (Vk < Vs)
            Iref= Ik-(Kp*Ip);
        else
            Iref= Ik;
        end
    else
        if (Vk-Vk1)>0
            Iref= Ik+Ip;
        else
            Iref= Ik-Ip;
        end
    end
else
    if ((Vk-Vk1)/(Ik-Ik1))==(-Vk/Ik)
        Iref= Ik;
    else
        if ((Vk-Vk1)/(Ik-Ik1))>(-Vk/Ik)
            Iref= Ik+Ip;
        else
            Iref= Ik-Ip;
        end
    end
end
end
```

Tabella 4 - Script dell'algoritmo Inc-Cond

Il nuovo valore di riferimento della corrente viene poi elaborato dall'anello di regolazione, come nel metodo precedente. Per evitare le situazioni di cortocircuito è stata aggiunta una verifica sul valore di tensione (come nel metodo Hill Climbing), ma non basta per una corretta simulazione dell'algoritmo. Infatti, a causa del comportamento dello stesso, quando viene letta una variazione nulla di corrente e tensione il riferimento viene mantenuto costante: se questa decisione si rivela corretta durante il funzionamento a regime, stesso non si può dire nei primi istanti

di simulazione in cui il pannello lavora a vuoto e la corrente misurata in due istanti di tempo è sempre uguale a zero. Non introducendo nessuna perturbazione, il sistema non è in grado di generare potenza. Per evitare questa situazione è stata introdotta una verifica sulla corrente che obbliga a fornire una perturbazione positiva in modo da far avviare la ricerca del MPP. Nella realtà questo non è necessario perché le grandezze a causa dei disturbi non sono mai esattamente uguali tra loro.

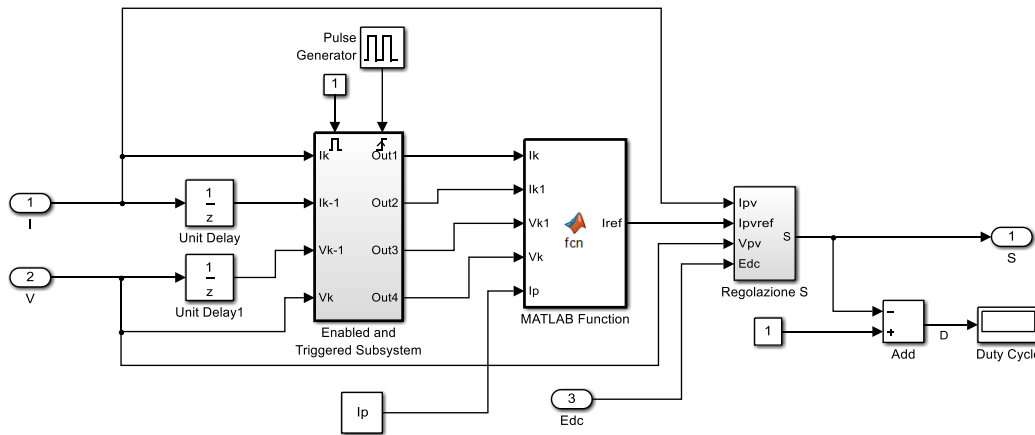


Figura 4.12 - Schema del sottosistema MPPT Incremental Conductance

Anche in questo caso l'inseguimento si attiva ad intervalli di periodo T_c .

Hill Climbing Modificato

Si è implementato anche il miglioramento del primo MPPT Hill Climbing già descritto nel capitolo 3.1, dove la perturbazione sulla corrente non viene mantenuta fissa ad un valore precalcolato I_p , ma varia in base alla differenza di potenza moltiplicata per una costante K da noi scelta:

$$\Delta I = \Delta P \cdot K = (P_k - P_{k-1}) \cdot K$$

Questa modifica permette una ricerca più precisa del MPP e, una volta raggiunto, rende minime le oscillazioni attorno ad esso. Il valore di K deve permettere di percorrere la curva I-V in modo continuo evitando di saltare bruscamente oltre il MPP, senza però rendere eccessivamente lenta la ricerca del punto ottimale: in base a prove pratiche, a K è stato assegnato un valore abbastanza basso ($K_i = 8 \cdot 10^{-3}$), a

causa del fatto che piccole perturbazioni di corrente in presenza di molta luce (alto irraggiamento) rendono il sistema lento, ma si rivelano fin troppo incisive in presenza di oscuramento (irraggiamento basso), dove il range di correnti generabili è minore. Per contenere ulteriormente la probabilità di “saltare” da una parte all’altra del MPP, è stata introdotta una saturazione la quale impedisce che l’ampiezza della perturbazione sia eccessiva ($\pm I_{sat} = \pm 0.4A$). Il blocco di “Offset” è stato inserito per evitare che la differenza tra le potenze campionate sia esattamente zero. In realtà, per quanto in teoria sia possibile, ciò non si verifica mai a causa dei disturbi sovrapposti alle grandezze e alle loro misurazioni. Una differenza uguale a zero annullerebbe la perturbazione e non sarebbe quindi in grado di far funzionare correttamente il metodo MPPT. Il valore di pendenza della retta è stato scelto anch’esso tramite prove pratiche e deve rimanere proporzionale al tempo di campionamento ($Offset = K_{off} \cdot T_c$). In figura 4.13 è possibile vedere la modifica introdotta rispetto al primo algoritmo: l’uscita “Amp” rappresenta appunto l’ampiezza della perturbazione. Il valore assoluto è stato calcolato per impedire che una differenza ΔP negativa inverta la logica di controllo del MPPT.

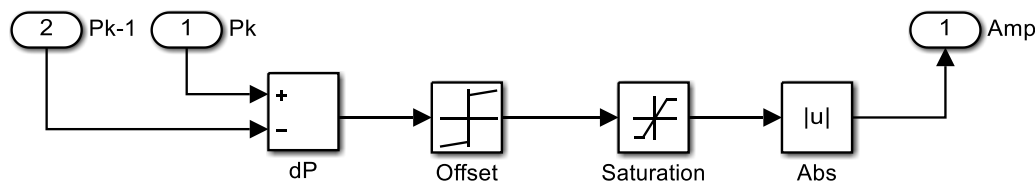


Figura 4.13 - Sottosistema di calcolo dell’ampiezza della perturbazione

4.5) Variazioni ambientali

Per confrontare l’efficacia degli algoritmi MPPT implementati, durante la simulazione verranno alternativamente scelte diverse curve di lavoro IV del pannello tramite un blocco “2-D Lookup Table”. La curva viene cambiata in base ad una variazione di irraggiamento, che può simulare il passaggio di nuvole nel

cielo: all’abbassarsi della radiazione, la corrente generata diminuisce mentre la tensione rimane invariata (come già spiegato nel capitolo 1.5). Nelle simulazioni prese in esame non viene mai cambiata la temperatura, che rimane fissa al valore standard di 25°C. La legge temporale che regola il cambiamento di G è scelta dapprima come onda quadra (blocco “Repeating Sequence Stair”) e in seguito come onda sinusoidale. La frequenza di tali segnali, e quindi la rapidità con il quale si verifica il cambiamento della condizione ambientale, è un ulteriore parametro utile al confronto dei metodi proposti.

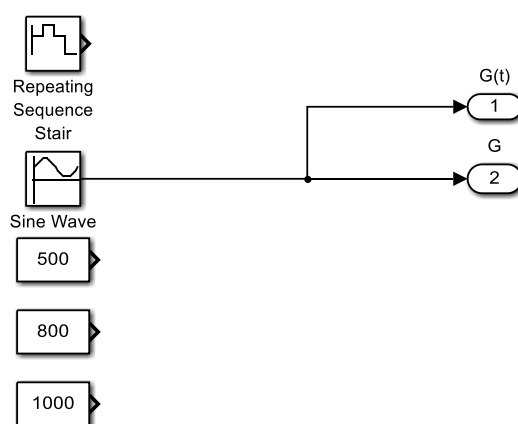


Figura 4.14 - Sottosistema di generazione dei cambiamenti ambientali

4.6) Verifica dell’energia generata

All’interno del blocco di modulazione della variabile m è presente una sezione che si occupa di tener traccia della quantità di energia realmente fornita alla rete durante il tempo di simulazione e di quella generata in media sotto le variazioni delle condizioni ambientali. L’energia totale generata viene calcolata integrando il segnale della potenza in uscita all’inverter. I primi istanti di simulazione, nei quali il sistema deve ancora raggiungere una situazione di stabilità delle proprie variabili, vengono esclusi dal calcolo: per questo lo switch si attiva solo dopo un tempo $T_{att}=0.1s$ (fig. 4.15). L’energia media viene calcolata dal blocco “Mean” il quale prende come ingresso l’energia totale (si veda fig. 4.5).

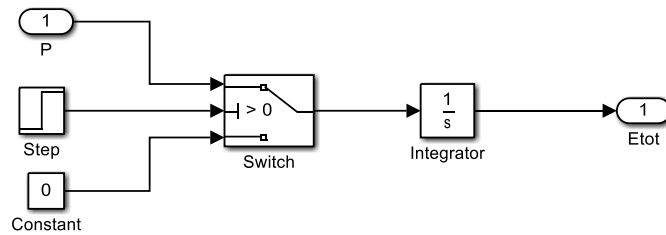


Figura 4.15 - Calcolo della potenza fornita alla rete

4.7) Altri accorgimenti sullo schema

L'istante iniziale di partenza della simulazione può causare dei “loop algebrici” se non si prendono le adeguate contromisure. In particolare, un blocco “Memory” è stato inserito nello schema per introdurre un piccolo ritardo nel calcolo da parte di Simulink in modo da evitare divisioni per zero.

Diversi blocchi di saturazione sono stati introdotti per controllare le variabili. In particolare, nello schema generale sono presenti 3 blocchi: 2 servono per evitare che la tensione e la corrente generate dal pannello acquisiscano valori negativi, che non hanno alcun significato fisico nella realtà; l'altro rappresenta l'effetto del diodo nel convertitore boost ed impedisce alla corrente circolante nel convertitore I_b di assumere valori negativi (inversione della corrente). Altre saturazioni sono state inserite per limitare i valori delle due variabili di controllo S e m $[0,1]$ e per evitare che i riferimenti richiesti dal MPPT risultino superiori a quelli generabili. Si noti che, prevedendo un calo dell'irraggiamento G rispetto a quella prevista standard durante la simulazione, sarebbe corretto implementare una saturazione dinamica che calcoli ad ogni intervallo di tempo il giusto valore di I_{sc} : per quanto questo sia facilmente realizzabile in Simulink, si rivela difficile e soprattutto costoso nella realtà, dove i sensori per la misura dell'irraggiamento sono costosi e per questo quasi mai usati. Per risolvere il problema in modo alternativo sono state aggiunte delle verifiche di controllo del livello di tensione e corrente nei vari algoritmi MPPT, come già spiegato.

I regolatori PI presenti nel blocco di modulazione dell'inverter sono stati tarati in modo da permettere un veloce raggiungimento della tensione del bus DC e per diminuire nel contempo la quantità di potenza richiesta alla rete nei primi istanti di simulazione, durante i quali i pannelli non sono ancora in grado di sostenere il carico. Per quanto riguarda l'anello di regolazione del duty cycle, un semplice regolatore proporzionale P è sufficiente a gestire il riferimento di corrente.

Parametri della simulazione

Si riassumono in tabella 5 tutti i parametri finora descritti e assegnati vengono racchiusi in un file specifico di Matlab in modo da essere caricati e introdotti nello schematico: si verificherà se il comportamento risultante è proprio quello atteso.

```
% ---PARAMETRI RELATIVI AL PANNELLO FOTOVOLTAICO---
Vmpp= 72.9;           %Tensione al MPP
Imp= 5.97;            %Corrente al MPP
Pmpp= 435;             %Massima Potenza
Gref= 1000;            %Irraggiamento ottimale (STC)
Tref= 298.15;          %Temperatura alle STC (25°C)
Isc= 6.43;             %Corrente di cortocircuito
Voc= 85.6;             %Tensione di circuito aperto

% ---PARAMETRI RELATIVI AL CONVERTITORE DC/DC---
Lb= 240e-6;
Cdc= 470e-6;
Imax= 11;
Edcref= 400;

% ---PARAMETRI RELATIVI ALLA RETE---
Emax= 230*sqrt(2);
R= 0.307;              %Impedenza di rete
L= 1.92e-3;

% ---PARAMETRI PER LA SIMULAZIONE E I METODI MPPT---
Tc= 0.1;               %Periodo di campionamento
Tg= 12;                %Periodo di variazione delle condizioni
ambientali
Ip= 0.1;               %Ampiezza della perturbazione del
riferimento
Ts= 10;                %Tempo di simulazione
Vs= 5;                 %Tensione di soglia
Tatt= 0.1;             %Tempo di assestamento
```

```

%Modified P&O
Isat= 0.4;           %Massima perturbazione
Kp= 3;              %Ampiezza del riferimento in discesa
Ki= 8e-3;           %Fattori per il calcolo dell'ampiezza
Koff= 0.5;          % della perturbazione del riferimento

% ---PARAMETRI DI TARATURA DEI REGOLATORI---
P1= 0.002;          %Regolatore PI della tensione Edc
I1= 0.01;
P2= L*1000;         %Regolatore PI della corrente di rete
I2= R*1600;
P3= 1;              %Regolatore P del riferimento di corrente

```

Tabella 5 - Parametri per Simulink

Capitolo 5: Simulazioni, conclusioni e possibili miglioramenti futuri

Da simulazioni con valori di irraggiamento costanti si verifica il corretto funzionamento degli algoritmi: avendo dimensionato l'impianto con 6 pannelli (2 in parallelo e 3 in serie) la potenza massima che potrà essere fornita alla rete elettrica sarà pari a quella massima del singolo modulo moltiplicata per 6. Dai dati ricavati in tabella 3 si avrà che:

$$\begin{cases} \text{se } G = 1000 \text{ W/m}^2 \rightarrow P_{tot} = P_{mpp} \cdot 6 = 435 \cdot 6 = 2610 \text{ W} \\ \text{se } G = 800 \text{ W/m}^2 \rightarrow P_{tot} = P_{mpp} \cdot 6 = 350 \cdot 6 = 2100 \text{ W} \\ \text{se } G = 500 \text{ W/m}^2 \rightarrow P_{tot} = P_{mpp} \cdot 6 = 220 \cdot 6 = 1320 \text{ W} \end{cases}$$

La potenza voluta di 2 kW si riesce quindi ad ottenere non solo nel funzionamento teorico ma anche in quello nominale rimanendo fedeli alla pratica di sottodimensionamento degli inverter rispetto alle condizioni standard. La potenza estratta durante l'irraggiamento massimo tuttavia non raggiunge il valore teorico di 2610 W ma si ferma a 2507 W: questo calo è dovuto al limite di saturazione della corrente che non può salire fino al valore ottimale di $I_{mpp} \cdot N_{m,p} = 11.94 \text{ A}$ ma si ferma ad una $I_{max} = 11 \text{ A}$ per evitare di bruciare i componenti del convertitore boost. Una volta verificato il funzionamento di ogni singolo algoritmo MPPT si passa ad un loro confronto cambiando di volta in volta i parametri essenziali della simulazione, quali il tempo di campionamento T_c , l'ampiezza di ogni perturbazione I_p , il periodo dei cambiamenti climatici T_g e il tipo di variazione (a gradino o sinusoidale). Confrontando l'energia generata totale, media e il tempo impiegato dall'algoritmo per raggiungere il punto di massima potenza si cercherà di identificare quale di essi risponda ai cambiamenti climatici nella maniera più efficace.

Il blocco "Repeating Sequence Stair" genera una sequenza di gradini con ampiezza diversa distanti tra loro un tempo T_g . I cambiamenti di irraggiamento G si

susseguono in questo modo: $800 \rightarrow 1000 \rightarrow 800 \rightarrow 500 \text{ W/m}^2$. Il blocco “Sine Wave” genera invece un’onda sinusoidale che fluttua da un minimo di 500 W/m^2 ad un massimo di 1000 W/m^2 con una frequenza $1/T_g$. Per ogni simulazione si mantiene un tempo di osservazione fisso a $T_s = 60 \text{ s}$. In tutti i grafici presentati d’ora in avanti, si utilizzerà il colore blu per identificare l’algoritmo Hill Climbing, il rosso per il metodo della Conduttanza Incrementale e infine il nero per l’Hill Climbing modificato.

5.1) Variazioni a gradino delle condizioni ambientali

Come primo confronto si suppone un cambiamento della radiazione con un profilo a gradino. Si effettuano varie simulazioni cambiando un parametro alla volta come descritto in tabella 6:

	<i>Tipo di Variazione</i>	<i>Periodo dell’onda (T_g)</i>	<i>Periodo di campionamento MPPT (T_c)</i>	<i>Ampiezza della perturbazione (I_p)</i>
<i>1° Simulazione</i>	Gradino	8 s	0.1 s	0.2 A
<i>2° Simulazione</i>	Gradino	8 s	0.1 s	0.1 A
<i>3° Simulazione</i>	Gradino	8 s	0.01 s	0.1 A
<i>4° Simulazione</i>	Gradino	4 s	0.01 s	0.1 A

Tabella 6 - Simulazioni con disturbo a gradino

Fin dalle prime simulazioni si nota che l’ultimo algoritmo implementato è quello che più velocemente raggiunge il MPP. Tuttavia è quello che ha anche i maggiori problemi (grandi oscillazioni) nel mantenersi vicino a questo punto quando l’irraggiamento è al minimo di 500 W/m^2 .

Si osserva che il brusco abbassamento dell’irraggiamento da 800 W/m^2 a 500 W/m^2 porta in cortocircuito i pannelli, azzerando temporaneamente la potenza prodotta,

ma grazie alle modifiche apportate agli algoritmi, descritte nel capitolo 4.4, il sistema è in grado di riprendere la ricerca del MPP in breve tempo: si nota inoltre che l'Inc-Cond è più lento dell'Hill Climbing nel ripartire (fig. 5.1).

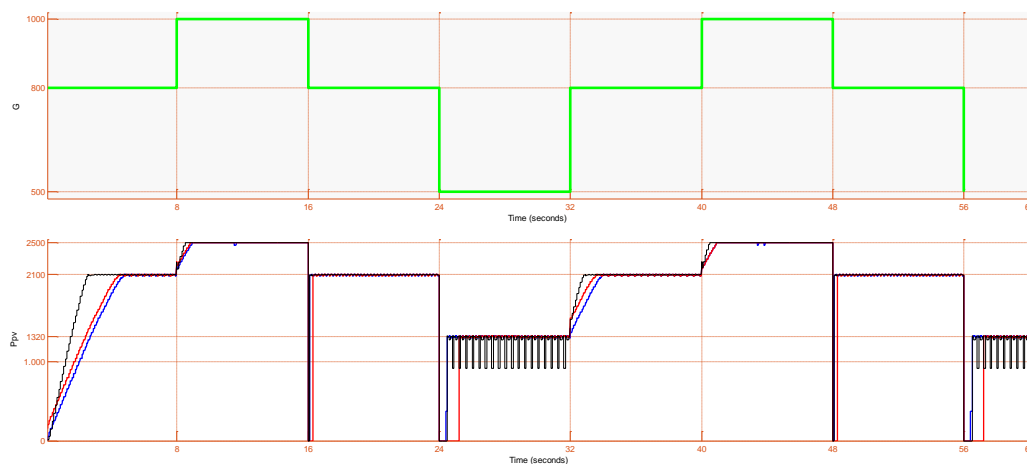


Figura 5.1 - 1° Simulazione

Dimezzando l'ampiezza della perturbazione si accentua ancora di più la differenza di velocità fra l'ultimo algoritmo e i primi due; inoltre l'oscillazione attorno al MPP da parte di quest'ultimo diminuisce.

Procedendo poi ad un aumento di velocità di campionamento da parte degli algoritmi, tutti e tre presentano caratteristiche simili con buona velocità e precisione come si può vedere in figura 5.2.

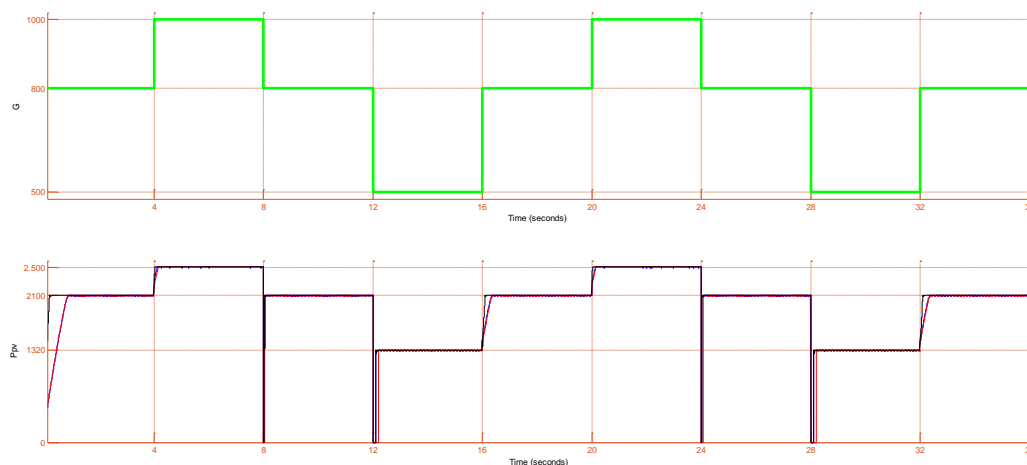


Figura 5.2 - 4° Simulazione

Si nota che un aumento della frequenza dei gradini non crea alcun tipo di problema o ritardo nel funzionamento. Per quanto riguarda l'energia totale trasmessa alla rete in un minuto di simulazione, l'ultimo algoritmo si rivela il più efficiente. In particolare si può vedere in figura 5.3 come, nella 2° simulazione, l'algoritmo riesce a ricavare 11.3% di energia in più rispetto all'Inc-Cond e il 7.5% in più rispetto al classico Hill Climbing. Anche l'energia media recuperata è sempre leggermente superiore agli altri metodi: i primi due invece hanno valore spesso simile tra loro.

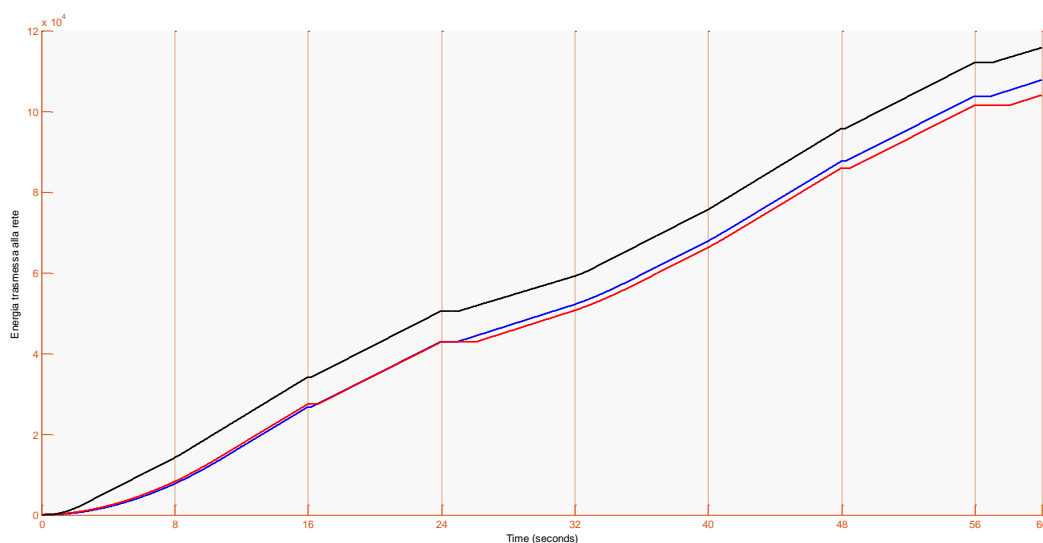


Figura 5.3 - Energia trasmessa durante la 2° Simulazione

5.2) Variazioni sinusoidali delle condizioni ambientali

Dopo aver testato il comportamento degli algoritmi a delle sollecitazioni con brusche variazioni che divengono poi costanti per qualche secondo, si cambia ora disturbo collegando la generazione del profilo di G al blocco “Sine Wave”. Con una variazione sinusoidale si avrà un cambiamento graduale di G che però non rimarrà mai costante per più di qualche decimo di secondo. Si effettuano così varie simulazioni cambiando un parametro alla volta come descritto in tabella 7:

	<i>Tipo di Variazione</i>	<i>Periodo dell'onda (T_g)</i>	<i>Periodo di campionamento MPPT (T_c)</i>	<i>Ampiezza della perturbazione (I_p)</i>
5° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	12 s	0.1 s	0.2 A
6° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	12 s	0.1 s	0.1 A
7° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	12 s	0.01 s	0.1 A
8° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	6 s	0.01 s	0.1 A
9° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	6 s	0.1 s	0.2 A
10° <i>Simulazione</i>	Sinusoide	6 s	0.1 s	0.1 A

Tabella 7 - Simulazioni con disturbo sinusoidale

E' interessante notare come nelle prime due simulazioni (figure 5.4 e 5.5) l'Hill Climbing e l'Inc-Cond, per quanto siano più lenti dell'ultimo algoritmo, sono più stabili nei primi secondi di simulazione. Infatti, essendo più lenti, non raggiungono subito la corrente massima di 11 A e riescono quindi ad adattarsi al graduale abbassamento della radiazione senza incorrere in cortocircuiti: la tecnica Hill Climbing modificata invece raggiunge molto velocemente la potenza massima, dopodiché la tensione inizia ad abbassarsi con il diminuire di G . Questo perché non riconoscendo uno stato di cortocircuito (l'irraggiamento varia gradualmente e di conseguenza anche la relativa I_{sc}) il riferimento di corrente non viene abbassato. A regime invece non si notano grosse differenze comportamentali.

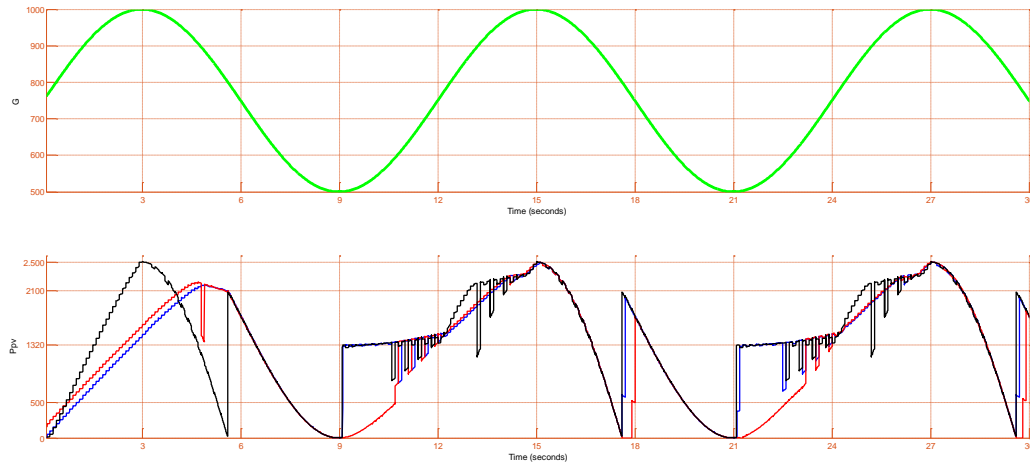


Figura 5.4 - 5° Simulazione

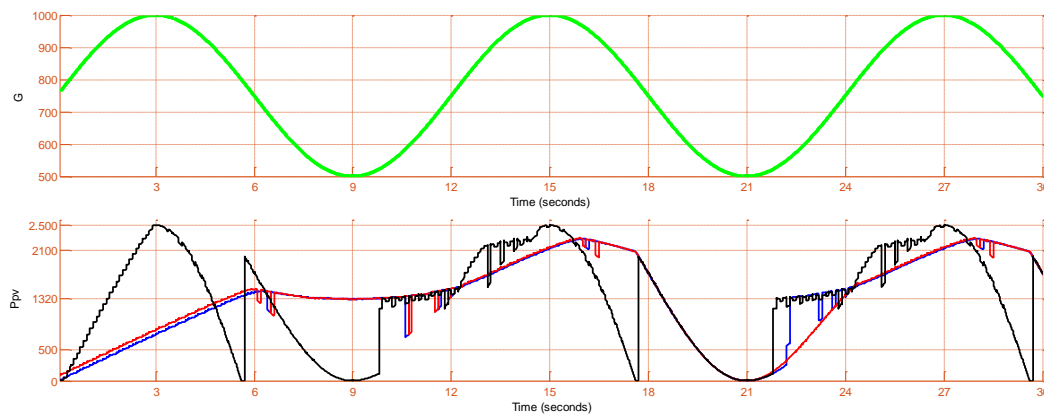


Figura 5.5 - 6° Simulazione

Diminuendo poi il periodo di campionamento delle grandezze da parte dei MPPT l'inseguimento del profilo di G diviene più preciso, anche se la natura stessa del disturbo sinusoidale rende più difficile il mantenimento del MPP.

Un aumento della frequenza del disturbo sinusoidale rende l'andamento della potenza estratta più irregolare rispetto ai casi precedenti: con una velocità di campionamento alta da parte dei MPPT questo problema viene portato al minimo, rendendo comunque accettabile il funzionamento. Si vuole controllare, tramite altre due simulazioni, il verificarsi o meno di comportamenti anomali nelle situazioni in cui $T_c = 0.1s$.

Lo svantaggio principale rispetto a tutte le altre prove è la produzione di potenza pochi secondi dopo l'avvio, quando $G = 1000 \text{ W/m}^2$, la quale non riesce a raggiungere il massimo sperato e si ferma a 2100 W perché l'irraggiamento è già entrato nella fase di calo. Le più frequenti ondulazioni tuttavia non modificano l'andamento rilevato nella 5° e 6° simulazione, nelle quali i primi due algoritmi riescono ad evitare la saturazione della corrente (fig. 5.6).

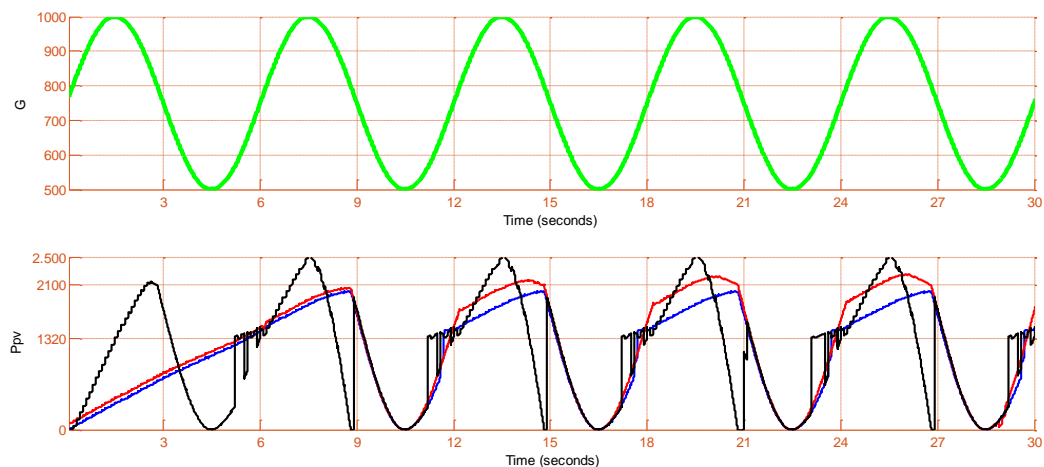


Figura 5.6 - 10° Simulazione

Per quanto riguarda l'energia, non si rilevano grosse differenze tra gli algoritmi. Nelle prime 5 simulazioni il più efficiente rimane sempre l'Hill Climbing modificato (fig. 5.7) il quale perde questo primato nelle ultime due, dove la frequenza dei cambiamenti è maggiore mentre il tempo di campionamento viene mantenuto basso (fig. 5.8).

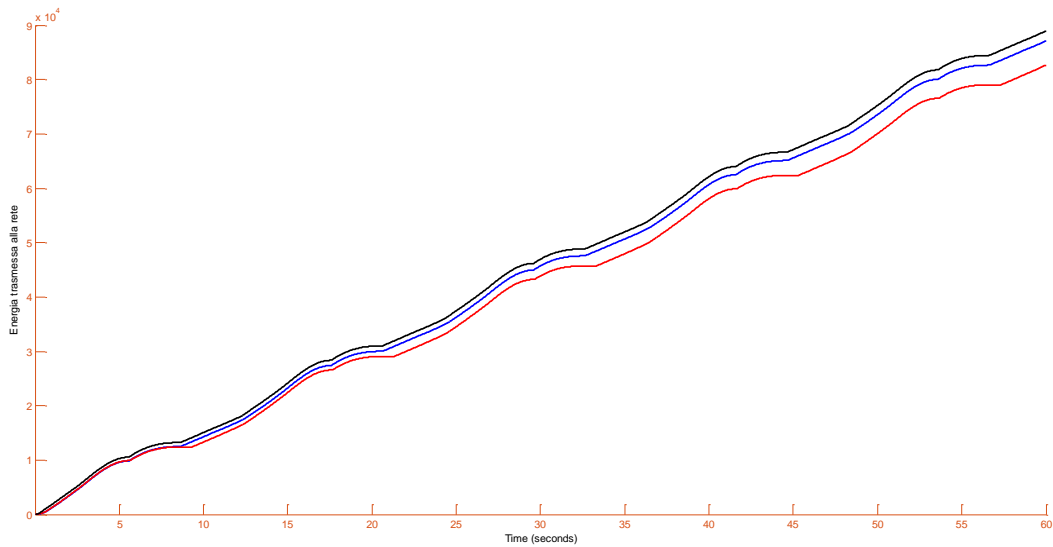


Figura 5.7 - Energia trasmessa durante la 7° Simulazione

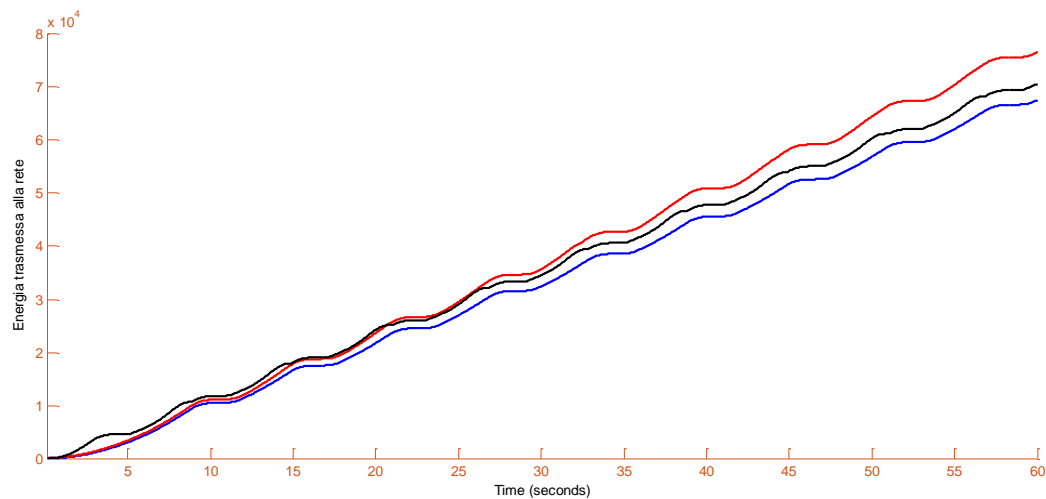


Figura 5.8 - Energia trasmessa durante la 10° Simulazione

5.3) Conclusioni

Il sistema fotovoltaico funziona correttamente e fornisce direttamente potenza alla rete elettrica prelevandola dai pannelli. All'avvio del sistema i pannelli non sono ancora in grado di alimentare il carico e quindi una certa quantità di potenza viene richiesta alla rete per permettere il caricamento del condensatore C_{DC} in grado di

mantenere costante il livello di tensione E_{DC} : all'avanzare del tempo (con i parametri simulati bastano 0.2 secondi come si vede in figura 5.9) i pannelli raggiungono la potenza ottimale, la tensione raggiunge il riferimento assegnato ed inizia quindi un trasferimento positivo di energia alla rete.

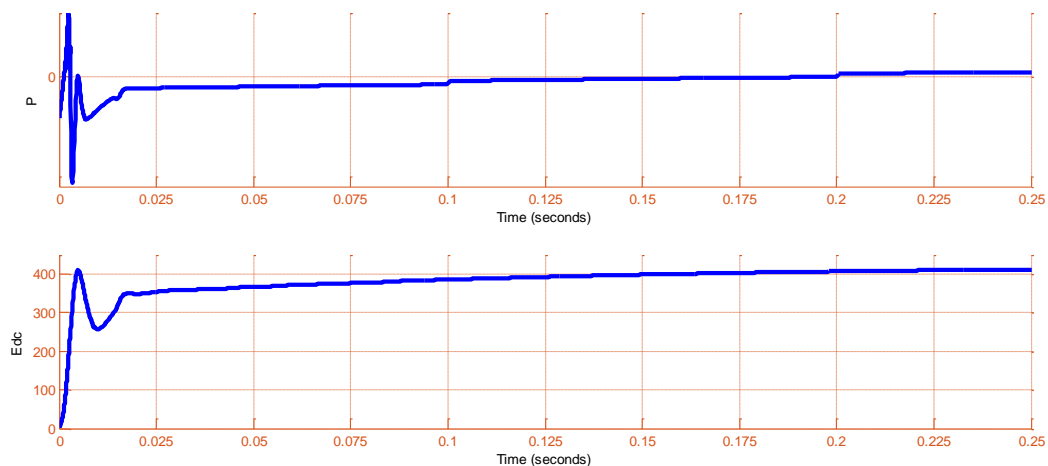


Figura 5.9 - Avviamento del sistema PV

Si verifica più nello specifico che la corrente e la tensione della rete elettrica sono perfettamente sinusoidali, indice di una completa assenza di disturbi o errate tarature dei regolatori a valle (fig. 5.10).

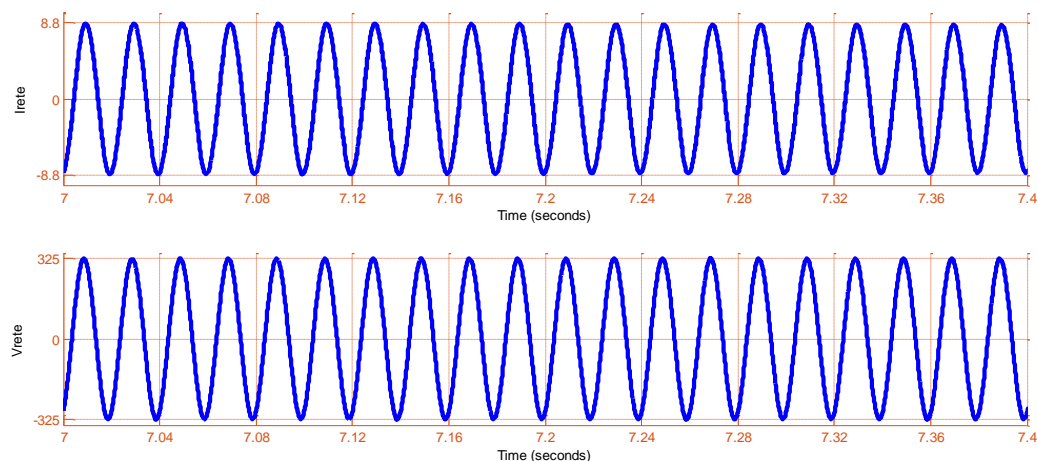


Figura 5.10 - Corrente e tensione della rete

In tabella 8 si riportano i valori che indicano (in kJ) la quantità di energia totale e media trasmessa alla rete in base al tipo di algoritmo utilizzato:

Energia totale/media (kJ)	<i>Hill-Climbing</i>	<i>Inc-Cond</i>	<i>Modified H-C</i>
<i>1° Simulazione</i>	114.9 / 56.93	113.1 / 56.66	117.6 / 59.3
<i>2° Simulazione</i>	107.7 / 51.53	104 / 50.55	115.8 / 58.63
<i>3° Simulazione</i>	121.1 / 61.67	120.6 / 61.5	123.1 / 62.96
<i>4° Simulazione</i>	120.6 / 59.95	119.9 / 59.56	122.8 / 61.28
<i>5° Simulazione</i>	78.9 / 39.41	68.15 / 35.19	81.6 / 41.12
<i>6° Simulazione</i>	77 / 38.06	74.32 / 37.51	77.05 / 38.99
<i>7° Simulazione</i>	87.08 / 44.54	82.64 / 42.53	88.91 / 45.76
<i>8° Simulazione</i>	85.29 / 42.93	78.29 / 39.62	87.91 / 44.56
<i>9° Simulazione</i>	77.83 / 38.73	78.06 / 39.11	76.08 / 37.94
<i>10° Simulazione</i>	67.54 / 33.22	76.56 / 37.06	70.58 / 35.39

Tabella 8 - Confronto fra la quantità di energia trasmessa

Si è visto come tutte e tre le tecniche MPPT integrate siano valide, con una maggiore efficienza da parte dell'Hill Climbing modificato che, grazie ad una perturbazione sul riferimento variabile e non costante, riesce ad ottenere la maggiore velocità nella ricerca del MPP. D'altra parte si è visto come questa velocità possa provocare anche effetti non desiderati nel caso di condizioni ambientali molto variabili. Nel momento in cui non si riescano ad avere dei sistemi di calcolo veloci, le ultime simulazioni ci suggeriscono di prediligere l'algoritmo Inc-Cond il quale è in grado di trasmettere alla rete più energia rispetto agli altri due. Si sottolinea inoltre che questi algoritmi, fra i più comuni nei sistemi fotovoltaici moderni, non sono in grado di riconoscere se un calo di potenza sia dovuto al loro operato oppure al cambiamento dell'irraggiamento esterno. Come si può vedere nella figura 5.11, la corrente di riferimento negli algoritmi MPPT viene continuamente aumentata e diminuita perché il processo di ricerca non riesce a interpretare quale sia la direzione giusta della perturbazione: la variazione di potenza registrata rimane infatti sempre negativa a causa di un calo di tensione prodotta dall'oscuramento, non dalla perturbazione errata. Per marginare il

problema, nella realtà si introducono dei diodi di by-pass nelle celle fotovoltaiche, in modo da impedirgli di dare contributi negativi al lavoro del pannello in caso di oscuramento parziale.

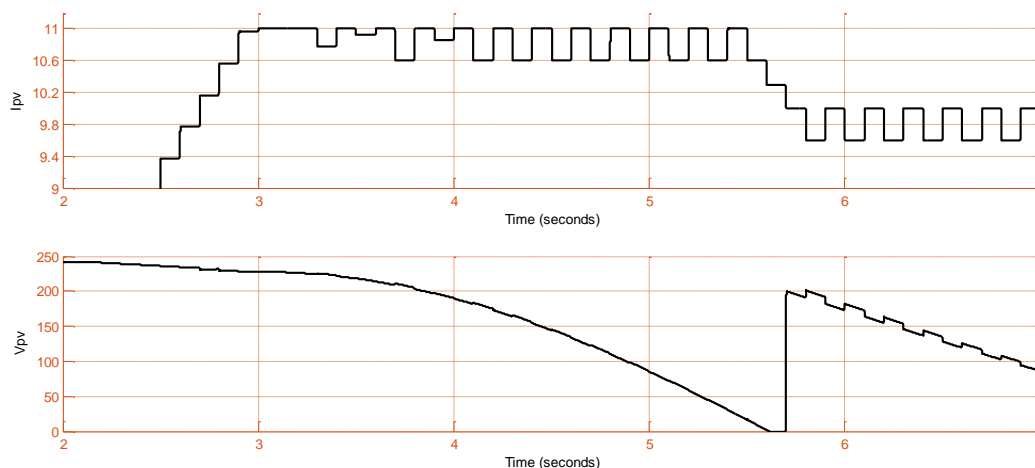


Figura 5.11 - Andamento della corrente in una situazione di oscuramento

Si ricorda che il parametro K_p , che volutamente non è stato preso in considerazione in queste simulazioni per mantenere le stesse condizioni di lavoro di ogni MPPT, può essere ulteriormente aumentato, in modo da minimizzare il tempo necessario al MPPT per riprendere la ricerca del nuovo MPP a seguito di un immediato oscuramento dei pannelli. Stesso vale per il parametro di verifica della tensione V_s che può essere aumentato, soprattutto quando il sistema comprende più pannelli e quindi una più alta tensione a regime, per permettere all'algoritmo di accorgersi in anticipo dell'anomala discesa della tensione generata. Come ci si poteva aspettare, una maggiore velocità di campionamento migliora il lavoro generale dell'algoritmo, rendendolo più veloce e preciso ma prevede un aumento dei costi, richiedendo apparecchiature più elaborate.

5.4) Miglioramenti futuri

Il modello presentato in questa tesi rende disponibile tutte le grandezze necessarie all'implementazione di qualsiasi altro MPPT. Ulteriori perfezionamenti possono

essere introdotti nella descrizione dei convertitori elettronici e della loro legge di modulazione. Il calcolo delle caratteristiche I-V relative ad uno specifico pannello può essere eseguito basandosi sulla stessa procedura utilizzata in questa tesi: le formule che modellano il pannello sono quelle attualmente utilizzate in campo scientifico.

Bibliografia

- [1] Mohiuddin Ahmad, AI-Ahsan Talukder, Mahmuda Ahmed Tanni, “Estimation of Important Parameters of Photovoltaic Modules from Manufacturer's Datasheet”, 2012
- [2] Shah Arifur Rahman, Rajiv K. Varma, Tim Vanderheide, “Generalised model of a photovoltaic panel”, 2013
- [3] S. Lyden, M. E. Haque, A. Gargoom, M. Negnevitsky, and P. I. Muoka, “Modelling and Parameter Estimation of Photovoltaic Cell”, 2012
- [4] Alireza Khaligh, Omer C. Onar, “Energy Harvesting”, 2010
- [5] Trishan Esum, Patrick L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”, IEEE TRANSACTIONS ON ENERGY CONVERSION, VOL. 22, NO. 2, JUNE 2007
- [6] Bidyadhar Subudhi, Raseswari Pradhan, “A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems”, IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY, VOL. 4, NO. 1, JANUARY 2013
- [7] Cosimo Bettini, Timoti Lorenzetti, Alberto Guiggiani, “Manuale di Automazione”